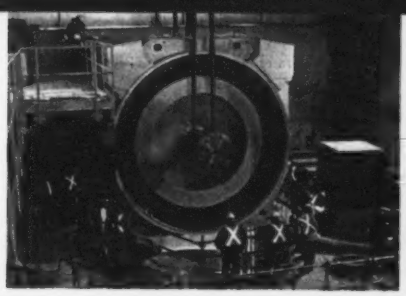
Rapport annuel 2007

C'est une question de performance



ONTARIOPOWER
GENERATION

Ontario Power Generation

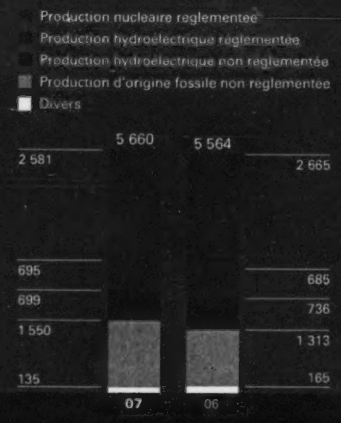
Rétrospective 2007

Points saillants financiers

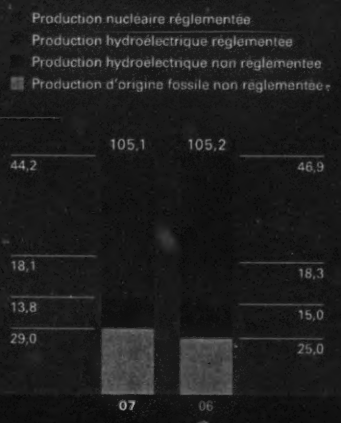
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2007	2006
Revenus		
Revenus avant le rabais associé à la limite de revenus	**5 887**	5 725
Rabais associé à la limite de revenus	**(227)**	(161)
	5 660	5 564
Bénéfice		
Bénéfice avant ce qui suit :	**610**	791
Autres (gains) et pertes	**(10)**	22
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**620**	769
Intérêts débiteurs, montant net	**143**	193
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	**477**	576
(Recouvrement) charge d'impôts	**(51)**	86
Bénéfice net	**528**	490
Production d'électricité (TWh)	**105,1**	105,2
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie d'exploitation	**407**	397

Revenus et points saillants d'exploitation

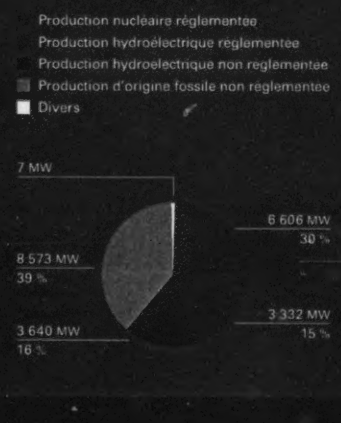
Revenus, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus par secteur
(en millions de dollars)



Production d'électricité par secteur
(TWh)



Capacité de production en service par secteur
31 décembre 2007
22 158 MW



Profil de l'entreprise

OPG est une entreprise établie en Ontario dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario. OPG met l'accent sur la production efficiente et la vente d'électricité provenant de ses actifs de production, tout en exerçant ses activités d'une manière sécuritaire, ouverte et responsable sur le plan de l'environnement. Constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), OPG est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario (la « Province »).

En 2007, OPG comptait environ 11 700 employés réguliers et a produit 105,1 térawattheure (TWh) d'électricité.

Au 31 décembre 2007, le portefeuille de production d'électricité d'OPG présentait une capacité totale de 22 158 mégawatts (MW), répartie de la façon suivante :

- trois centrales nucléaires d'une capacité de 6 606 MW;
- cinq centrales à combustible fossile d'une capacité de 8 573 MW;
- 64 centrales hydroélectriques d'une capacité de 6 972 MW;
- trois centrales éoliennes (comprenant une participation de 50 % dans la coentreprise Huron Wind, qui a été vendue en février 2008).

En outre, OPG, ATCO Power Canada Ltd. et ATCO Resources Ltd. détiennent en copropriété la centrale alimentée au gaz Brighton Beach de 580 MW. OPG possède également deux autres centrales nucléaires, qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. (« Bruce Power »).

Définitions

Un mégawatt (MW) correspond à un million de watts. Les mégawatts servent à mesurer la capacité d'approvisionnement en électricité à un moment précis.

Un kilowatt (kW) équivaut à 1 000 watts, un gigawatt (GW), à un milliard de watts, et un térawatt (TW), à un billion de watts.

Un kilowattheure (kWh) sert à mesurer la demande d'électricité par heure des clients. Un kilowattheure représente l'énergie électrique consommée par 50 ampoules fluorescentes compactes de 20 watts durant une heure.

En Ontario, un ménage moyen consomme environ 1 000 kWh par mois.

Un mégawattheure (MWh) équivaut à 1 000 kWh, un gigawattheure (GWh), à un million de kWh, et un térawattheure (TWh), à un milliard de kWh.

Table des matières

2 **Faits saillants**

4 **Message du président du conseil**

5 **Message du président**

7 **Atteinte des objectifs**

16 **Rapport de gestion**

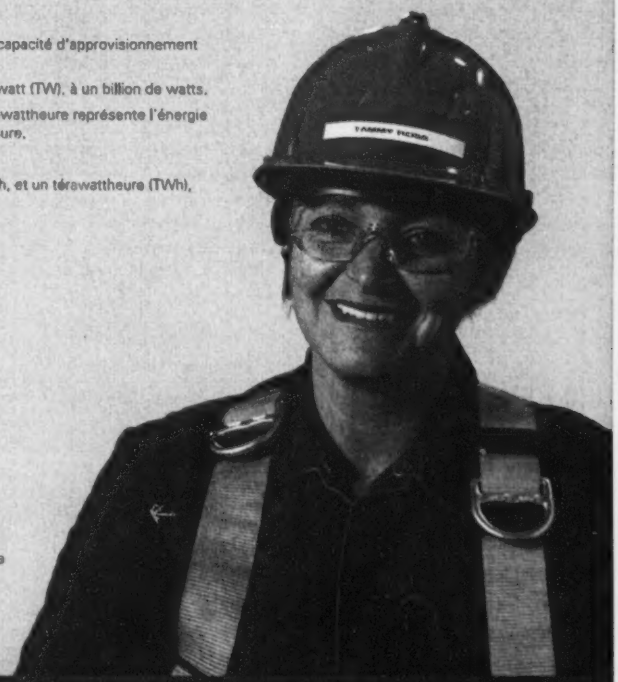
54 **Gouvernance d'entreprise**

74 **États financiers consolidés**

79 **Notes afférentes aux états financiers consolidés**

116 **Membres de la haute direction**

117 **Installations d'Ontario Power Generation**



Tammy Ross, à la centrale de production Lambton, fait partie des nombreux employés de métier ayant contribué au succès d'OPG en 2007.

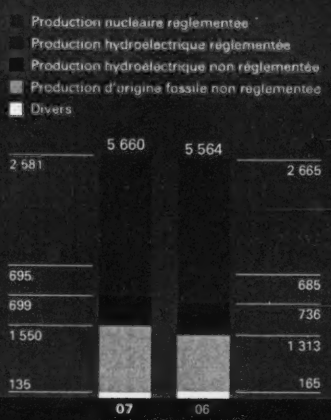
Rétrospective 2007

Points saillants financiers

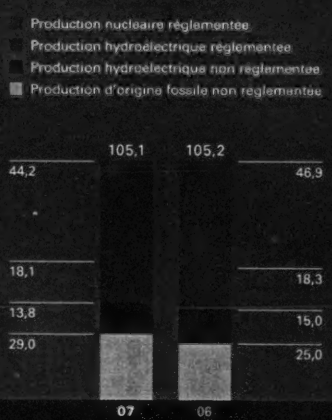
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2007	2006
Revenus		
Revenus avant le rabais associé à la limite de revenus	5 887	5 725
Rabais associé à la limite de revenus	(227)	(161)
	5 660	5 564
Bénéfice		
Bénéfice avant ce qui suit :	610	791
Autres (gains) et pertes	(10)	22
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	620	769
Intérêts débiteurs, montant net	143	193
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	477	576
(Recouvrement) charge d'impôts	(51)	86
Bénéfice net	528	490
Production d'électricité (TWh)	105,1	105,2
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie d'exploitation	407	397

Revenus et points saillants d'exploitation

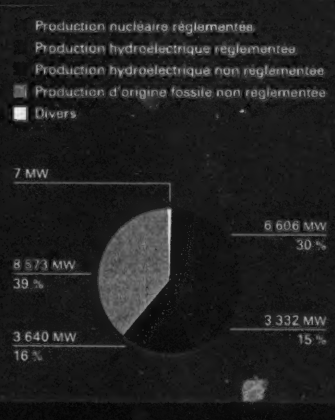
Revenus, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus par secteur
(en millions de dollars)



Production d'électricité par secteur
(TWh)



Capacité de production en service par secteur
31 décembre 2007
22 158 MW



Profil de l'entreprise

OPG est une entreprise établie en Ontario dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario. OPG met l'accent sur la production efficiente et la vente d'électricité provenant de ses actifs de production, tout en exerçant ses activités d'une manière sécuritaire, ouverte et responsable sur le plan de l'environnement. Constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), OPG est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario (la « Province »).

En 2007, OPG comptait environ 11 700 employés réguliers et a produit 105,1 térawattheure (TWh) d'électricité.

Au 31 décembre 2007, le portefeuille de production d'électricité d'OPG présentait une capacité totale de 22 158 mégawatts (MW), répartie de la façon suivante :

- trois centrales nucléaires d'une capacité de 6 606 MW;
- cinq centrales à combustible fossile d'une capacité de 8 573 MW;
- 64 centrales hydroélectriques d'une capacité de 6 972 MW;
- trois centrales éoliennes (comprenant une participation de 50 % dans la coentreprise Huron Wind, qui a été vendue en février 2008).

En outre, OPG, ATCO Power Canada Ltd. et ATCO Resources Ltd. détiennent en copropriété la centrale alimentée au gaz Brighton Beach de 580 MW. OPG possède également deux autres centrales nucléaires, qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. (« Bruce Power »).

Définitions

Un mégawatt (MW) correspond à un million de watts. Les mégawatts servent à mesurer la capacité d'approvisionnement en électricité à un moment précis.

Un kilowatt (kW) équivaut à 1 000 watts, un gigawatt (GW), à un milliard de watts, et un térawatt (TW), à un billion de watts.

Un kilowattheure (kWh) sert à mesurer la demande d'électricité par heure des clients. Un kilowattheure représente l'énergie électrique consommée par 50 ampoules fluorescentes compactes de 20 watts durant une heure.

En Ontario, un ménage moyen consomme environ 1 000 kWh par mois.

Un mégawattheure (MWh) équivaut à 1 000 kWh, un gigawattheure (GWh), à un million de kWh, et un térawattheure (TWh), à un milliard de kWh.

Table des matières

2 **Faits saillants**

4 **Message du président du conseil**

5 **Message du président**

7 **Atteinte des objectifs**

16 **Rapport de gestion**

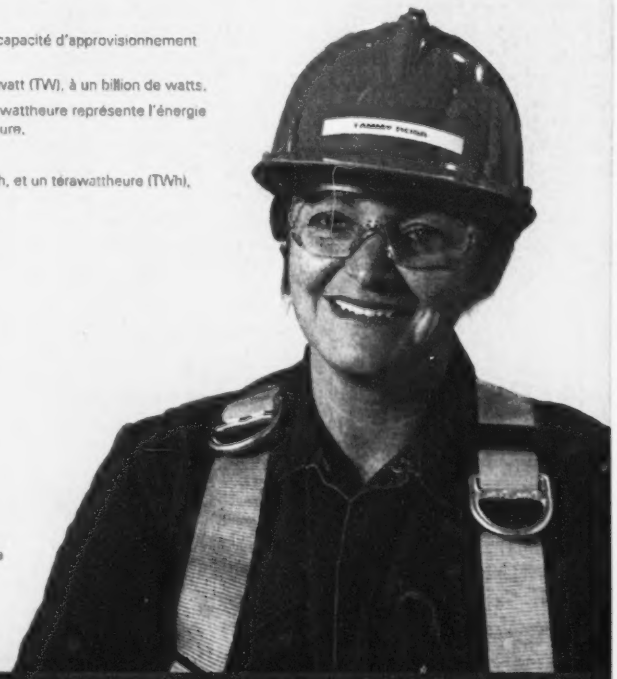
54 **Gouvernance d'entreprise**

74 **États financiers consolidés**

79 **Notes afférentes aux états financiers consolidés**

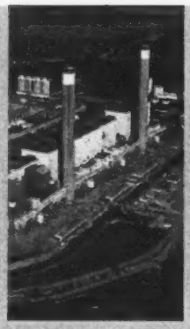
116 **Membres de la haute direction**

117 **Installations d'Ontario Power Generation**



Tammy Ross, à la centrale de production Lambton, fait partie des nombreux employés de métier ayant contribué au succès d'OPG en 2007.

Faits saillants



Janvier

La centrale Nanticoke, située dans le comté de Haldimand, répond depuis maintenant 35 ans aux besoins d'électricité de l'Ontario.

Au cours de ses années de service, la centrale Nanticoke a produit près de 500 TWh, soit une quantité suffisante pour répondre aux besoins de Toronto pendant environ 20 ans.

Les employés de la centrale d'Atikokan n'ont pas subi d'accidents entraînant des arrêts de travail depuis deux ans.

Février

OPG procède au lancement de son code de conduite révisé, qui prévoit la prestation d'une formation à plus de 11 000 employés.

Le code révisé indique les normes élevées, la conduite et la responsabilisation exigées des employés d'OPG en matière de comportement.

Des membres de la haute direction d'OPG comparaissent devant le comité permanent sur les organismes gouvernementaux du gouvernement de l'Ontario pour discuter des principaux aspects des activités et du rendement d'OPG. La présentation d'OPG est bien accueillie par le comité.

Mars

Ouverture officielle du OPG Engineering Building à l'Institut de technologie de l'Université d'Ontario.

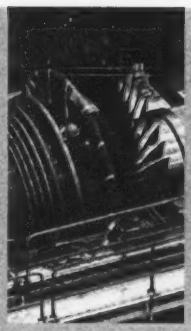
OPG est l'un des principaux partisans de l'Institut de technologie de l'Université d'Ontario, ce qui reflète son engagement solide envers les collectivités où elle exerce ses activités et le soutien accordé aux jeunes étudiants ontariens qui représentent l'avenir d'OPG et de la Province.

OPG reçoit le prix de « l'entreprise de l'année » de la Chambre de commerce de Kincardine et du district pour son « excellence en matière de croissance, de service à la clientèle et de leadership au sein des collectivités ».

Avril

OPG soumet à la Commission canadienne de sûreté nucléaire une description de projet visant de nouvelles unités nucléaires à son site de Darlington, à Clarington.

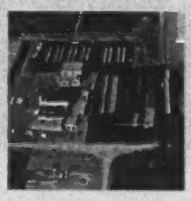
La description du projet fait partie d'un processus d'approbations [illegible] complet [illegible] pour [illegible]



Mai

L'unité 4 de la centrale nucléaire Darlington est remise en service plus tôt que prévu et suivant le budget, à la suite d'une interruption planifiée aux fins de maintenance.

L'installation de gestion des déchets de l'Ouest d'OPG à Kincardine, en Ontario, reçoit son premier permis d'exploitation de dix ans auprès de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN).



Juin

La centrale de Lennox, située sur la rive est du lac Ontario, près de Bath, célèbre ses 30 années de service.

Le groupe de centrales de Niagara d'OPG remporte le prix de performance environnementale de 2007 de la région.

La démolition de la centrale Lakeview à Mississauga, en Ontario, est achevée. OPG étudie actuellement la possibilité de développer une centrale alimentée au gaz sur le site de Lakeview.

1er trimestre

2e trimestre

Juillet

La centrale nucléaire Darlington reçoit les résultats de l'inspection de juin par des pairs, dirigée par la prestigieuse Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires (l'« Association »).

Il s'agit de la quatrième inspection de Darlington par des pairs dirigée par l'Association, et les résultats sont les meilleurs de l'histoire de la centrale. Les inspections menées par l'Association constituent un outil de référence important et reconnu de par le monde pour améliorer la sécurité des installations nucléaires à l'échelle mondiale.

Août

Les centrales d'OPG, particulièrement celles à combustible fossile, répondent à l'appel au cours des jours de forte demande (25 000 MW ou plus) à la fin de juillet et au début d'août, et ont produit l'électricité dont l'Ontario a besoin.

OPG était bien préparée pour relever ce défi grâce à l'exécution stratégique de dix interruptions planifiées importantes avant la période de pointe.

Septembre

Les quelque 1 000 employés d'OPG affectés à la production hydroélectrique n'ont pas subi d'accidents entraînant des arrêts de travail depuis deux ans.

Il s'agit d'une première pour une unité d'exploitation d'OPG.

La centrale hydroélectrique Chats Falls, située au sud-est d'Ottawa, célèbre 75 années de service.

Le président et chef de la direction, Jim Hankinson, est nommé « dirigeant de l'année » par l'Association de l'énergie de l'Ontario.

Octobre

OPG est nommée l'un des 100 meilleurs employeurs au Canada.

C'est la première fois qu'OPG reçoit ce prix. OPG est aussi nommée l'un des 50 meilleurs employeurs de la région du Grand Toronto pour la deuxième année de suite.

Les employés de la centrale de Lennox n'ont pas subi d'accidents entraînant des arrêts de travail depuis cinq ans.

La nouvelle installation de gestion des déchets d'OPG de Darlington obtient un permis d'exploitation de cinq ans de la CCSN.

Novembre

OPG présente une requête à la Commission de l'énergie de l'Ontario visant les paiements au titre de la production de ses centrales nucléaires et hydroélectriques de base réglementées.

Si la requête est approuvée, elle entraînera une augmentation d'environ 3 % de la facturation résidentielle.

OPG adopte sa politique en matière de relations avec les autochtones, reflétant son engagement à établir des relations à long terme fructueuses avec les collectivités autochtones situées près de ses installations existantes et à venir.

Décembre

Des employés de la centrale de Thunder Bay n'ont pas subi d'accidents entraînant des arrêts de travail depuis dix ans.

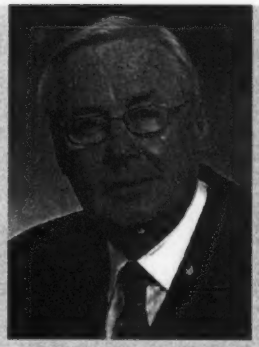
À la fin de décembre, les centrales nucléaires Darlington et Pickering B n'ont enregistré aucun accident entraînant des arrêts de travail, Darlington affichant quatre millions d'heures sans accidents entraînant des arrêts de travail.

OPG reçoit le prix argent du président de l'Association canadienne de l'électricité pour son excellence sur le plan de la sécurité, en reconnaissance de sa performance en matière de sécurité se situant dans le premier quartile en 2005 et en 2006.

3e trimestre

4e trimestre

Message du président du conseil



« Le conseil d'administration continuera de mettre son expérience et ses compétences au service de la gouvernance efficace d'OPG et des gens de l'Ontario. »

Le conseil d'administration d'OPG est composé de professionnels chevronnés comptant une vaste expérience dans des secteurs d'importance pour assurer le succès d'OPG. Ces secteurs comprennent la gestion et l'exploitation de centrales nucléaires, la gestion de projets complexes, la supervision d'activités capitalistiques, l'expertise dans les services de financement et les services financiers et la restructuration de grandes sociétés. En 2007, OPG a été bien servie à ces égards, puisque les membres compétents du conseil ont aidé OPG à relever un certain nombre de défis qui se sont présentés dans le secteur de l'électricité en Ontario.

Au cours de la prochaine décennie, l'Ontario doit accroître de façon marquée sa production d'électricité. Les travaux actuels d'OPG en matière d'évaluation environnementale pour de nouvelles unités nucléaires à Darlington, de même que ses projets de production hydroélectrique et alimentée au gaz naturel actuellement en cours de développement ou de construction contribueront de manière importante à répondre à ces besoins.

Le conseil est fier du rendement de l'exploitation d'OPG en 2007, particulièrement de sa solide performance en matière de sécurité, et tient à féliciter les employés pour leur dur labeur et leur succès à cet égard.

Le conseil a également été impressionné par la performance environnementale d'OPG, les initiatives en matière d'engagement communautaire et d'engagement social, la grande fiabilité de ses centrales et la diligence des employés à répondre aux besoins d'électricité de l'Ontario, particulièrement au cours des jours de demande de pointe de l'été.

Le conseil d'administration continuera de mettre son expérience et son expertise au service de la gouvernance efficace d'OPG et des gens de l'Ontario.

Au nom du conseil, je tiens à féliciter OPG pour son rendement solide en 2007. Nous espérons que la Société connaîtra un succès soutenu en 2008 et pour les années à venir.*

Jake Epp
Président du conseil

*Les photos et les biographies des membres du conseil d'OPG figurent aux pages 55 à 60 du présent rapport.

Jim Hankinson

Message du président

« OPG a continué de mettre l'accent sur l'amélioration de la performance, sur l'expansion de notre capacité de production et sur l'atteinte de la viabilité financière. Les progrès accomplis sont encourageants. »

L'exercice 2007 a été marqué par le rendement solide d'OPG à plusieurs titres.

Le rendement de nos employés en matière de sécurité a été le meilleur de l'histoire d'OPG. La fiabilité de nos centrales à combustible fossile et hydroélectriques a été la plus élevée des dernières années. La performance de notre centrale nucléaire Darlington a été exceptionnelle à de nombreux égards, y compris au chapitre de la capacité des unités, de la performance en matière d'interruptions planifiées, de la production et de la reconnaissance des pairs. Les installations nucléaires Pickering ont affiché d'excellents résultats en matière de sécurité et d'environnement malgré quelques baisses non récurrentes de la production.

Les réalisations d'OPG sur le plan des relations avec les collectivités, de l'environnement, de l'engagement social, de la réputation de l'entreprise et de la crédibilité des intervenants ont été tout aussi impressionnantes. Ces mesures feront l'objet d'une attention particulière à l'avenir.

OPG a aussi été reconnue à l'extérieur pour sa performance à titre d'employeur de choix du Canada et du Grand Toronto. Ces honneurs nous incitent à continuer à progresser en tant qu'employeur afin de créer un milieu de travail où les employés se sentent valorisés et reconnus, et ont leur travail et leur carrière à cœur.

En 2007, OPG visait tout d'abord à améliorer sa solidité financière. En vertu de la réglementation actuelle, OPG ne reçoit pas un rendement approprié sur la production de ses centrales nucléaires et hydroélectriques de base, qui constitue 60 % de notre production. Ce rendement insuffisant limite notre capacité d'investir dans les actifs de production existants et de financer les nouveaux projets de production recommandés par notre actionnaire. En novembre, nous avons présenté une requête à la Commission de l'énergie de l'Ontario afin d'obtenir un taux de rendement conforme à la portée et au profil de risque des activités que nous exerçons. Cette requête fera l'objet d'une audience publique en 2008.

Tout en prenant des mesures visant à assurer sa viabilité financière, OPG a continué d'accroître l'offre d'électricité en Ontario au moyen de nouveaux projets de production. Les principaux nouveaux projets de la Société, soit le tunnel de Niagara, la centrale du Lac Seul et le partenariat avec TransCanada Energy pour le Portlands Energy Centre, se sont tous poursuivis en 2007, le projet Portlands étant en voie d'atteindre son objectif d'entamer la production d'ici la moitié de 2008.

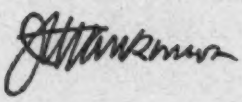
Nous avons aussi continué à évaluer la faisabilité de la remise à neuf de la centrale nucléaire Pickering B et avons accompli des progrès dans le cadre du processus d'approbations fédérales pour de nouvelles unités nucléaires à notre site de Darlington. Ces mesures s'ajoutent à un certain nombre de projets hydroélectriques dans le nord de l'Ontario, qui en sont à diverses étapes de mise en valeur. Vers la fin de l'exercice, le gouvernement de l'Ontario a ordonné à l'Office de l'électricité de l'Ontario de négocier des ententes d'approvisionnement en hydroélectricité avec OPG, ce qui permettra d'assurer le progrès de plusieurs de ces projets hydroélectriques.

Les employés d'OPG affectés au soutien de l'énergie nucléaire fournissent des compétences et des services essentiels à l'exploitation sécuritaire et efficace des installations nucléaires d'OPG. Ils sont responsables entre autres des applications techniques et des modifications du fonctionnement de la chaîne d'approvisionnement, des programmes et de la formation, de l'amélioration du rendement et de la supervision des travaux. À titre de professionnels chevronnés et engagés, ils sont à l'image des nombreux employés compétents et dévoués qui composent l'équipe d'OPG.

Au cours des prochaines années, OPG prévoit que le gouvernement lui demandera de produire encore plus d'électricité pour répondre aux besoins d'énergie de l'Ontario. Une grande partie de cette offre proviendra de nouvelles unités nucléaires et centrales alimentées au gaz naturel. OPG travaillera de concert avec le gouvernement pour trouver des moyens de tirer pleinement profit des occasions. Ces moyens comprennent une provision pour assurer l'augmentation de la production d'électricité alimentée au gaz naturel d'OPG ainsi qu'un soutien financier approprié et des mécanismes de recouvrement aux fins des nouvelles activités nucléaires. OPG prend aussi des mesures pour renforcer ses capacités de gestion de projet afin de réussir à accroître son offre d'électricité.

Malgré les défis qui ont jalonné l'exercice 2007, l'exercice a été productif à plusieurs égards. OPG a continué de mettre l'accent sur l'amélioration du rendement, sur l'expansion de notre capacité de production et sur l'atteinte de la viabilité financière. Je suis encouragé par les progrès accomplis.

Les perspectives pour les années à venir semblent également prometteuses, laissant entrevoir de nouvelles occasions de croissance. Pour pouvoir saisir ces occasions, OPG doit continuer à afficher une performance robuste et fiable à l'égard de toutes les activités et tous les projets. Ce faisant, OPG s'appuiera sur sa plus grande force : les gens. En effet, nous devons nos nombreuses réalisations aux compétences et au dévouement de nos gens. Je suis fier de ce que nous avons accompli, et je les remercie pour leur importante contribution à OPG en 2007.



Jim Hankinson
Président et chef de la direction

C'est une question de performance

Atteinte des objectifs

OPG est une société axée sur la performance dotée d'une orientation commerciale solide. Conformément à cette optique, nous mesurons et évaluons régulièrement le rendement de divers secteurs d'activité. En 2007, OPG a affiché des progrès dans plusieurs de ces secteurs, y compris les suivants :

Performance

La performance en chiffres

Production nucléaire
Sécurité en milieu de travail

plus de

8 millions d'heures

Centrales nucléaires Darlington et Pickering A et B – nombre total d'heures sans accidents entraînant des arrêts de travail

Production hydroélectrique
Disponibilité

94 %

Le meilleur résultat depuis 1984

Production d'origine fossile
Fiabilité (taux d'indisponibilité forcée)

11,5 %

Le meilleur résultat depuis 2000

Projets

Initiatives en cours et nouvelles propositions

Production hydroélectrique (MW)

254

Nombre de MW ajoutés à la capacité hydroélectrique d'OPG au moyen de mises à niveau depuis 1999

Établissement et remise à neuf d'installations nucléaires

plus de

150 000 heures

Nombre d'heures de travail consacrées à l'évaluation de la faisabilité de la remise à neuf de l'unité Pickering B et au processus d'approbations fédérales visant de nouvelles installations nucléaires

Service (mégawatts)

500 000

Nombre de ménages torontois qui seront desservis par le Portlands Energy Centre

Gens

Engagement sur le plan local

Campagnes de bienfaisance

2 millions $

Valeur des dons de charité provenant des employés et des retraités d'OPG

Engagement social (nombre d'initiatives)

plus de **900**

Nombre d'initiatives locales soutenues par le Programme d'engagement social d'OPG en 2007

Prix communautaires

12

Nombre de prix et d'attestations communautaires décernés aux installations et aux employés d'OPG en 2007

Les employés d'OPG affectés au soutien de l'énergie nucléaire fournissent des compétences et des services essentiels à l'exploitation sécuritaire et efficace des installations nucléaires d'OPG. Ils sont responsables entre autres des applications techniques et des modifications du fonctionnement de la chaîne d'approvisionnement, des programmes et de la formation, de l'amélioration du rendement et de la supervision des travaux. À titre de professionnels chevronnés et engagés, ils sont à l'image des nombreux employés compétents et dévoués qui composent l'équipe d'OPG.

Au cours des prochaines années, OPG prévoit que le gouvernement lui demandera de produire encore plus d'électricité pour répondre aux besoins d'énergie de l'Ontario. Une grande partie de cette offre proviendra de nouvelles unités nucléaires et centrales alimentées au gaz naturel. OPG travaillera de concert avec le gouvernement pour trouver des moyens de tirer pleinement profit des occasions. Ces moyens comprennent une provision pour assurer l'augmentation de la production d'électricité alimentée au gaz naturel d'OPG ainsi qu'un soutien financier approprié et des mécanismes de recouvrement aux fins des nouvelles activités nucléaires. OPG prend aussi des mesures pour renforcer ses capacités de gestion de projet afin de réussir à accroître son offre d'électricité.

Malgré les défis qui ont jalonné l'exercice 2007, l'exercice a été productif à plusieurs égards. OPG a continué de mettre l'accent sur l'amélioration du rendement, sur l'expansion de notre capacité de production et sur l'atteinte de la viabilité financière. Je suis encouragé par les progrès accomplis.

Les perspectives pour les années à venir semblent également prometteuses, laissant entrevoir de nouvelles occasions de croissance. Pour pouvoir saisir ces occasions, OPG doit continuer à afficher une performance robuste et fiable à l'égard de toutes les activités et tous les projets. Ce faisant, OPG s'appuiera sur sa plus grande force : les gens. En effet, nous devons nos nombreuses réalisations aux compétences et au dévouement de nos gens. Je suis fier de ce que nous avons accompli, et je les remercie pour leur importante contribution à OPG en 2007.

Jim Hankinson
Président et chef de la direction

C'est une question de performance

Atteinte des objectifs

OPG est une société axée sur la performance dotée d'une orientation commerciale solide. Conformément à cette optique, nous mesurons et évaluons régulièrement le rendement de divers secteurs d'activité. En 2007, OPG a affiché des progrès dans plusieurs de ces secteurs, y compris les suivants :

Performance

La performance en chiffres

Production nucléaire
Sécurité en milieu de travail

plus de

8 millions d'heures

Centrales nucléaires Darlington et Pickering A et B – nombre total d'heures sans accidents entraînant des arrêts de travail

Production hydroélectrique
Disponibilité

94 %

Le meilleur résultat depuis 1984

Production d'origine fossile
Fiabilité (taux d'indisponibilité fortuite)

11,5 %

Le meilleur résultat depuis 2000

Projets

Initiatives en cours et nouvelles propositions

Production hydroélectrique
(MW)

254

Nombre de MW ajoutés à la capacité hydroélectrique d'OPG au moyen de mises à niveau depuis 1999

Établissement et remise à neuf d'installations nucléaires

plus de

150 000

heures

Nombre d'heures de travail consacrées à l'évaluation de la faisabilité de la remise à neuf de l'unité Pickering B et au processus d'approbations fédérales visant de nouvelles installations nucléaires

Service
(ménages)

500 000

Nombre de ménages torontois qui seront desservis par le Portlands Energy Centre

Gens

Engagement sur le plan local

Campagnes de bienfaisance

2 millions $

Valeur des dons de charité provenant des employés et des retraités d'OPG

Engagement social
(nombre d'initiatives)

plus de **900**

Nombre d'initiatives locales soutenues par le Programme d'engagement social d'OPG en 2007

Prix communautaires

12

Nombre de prix et d'attestations communautaires décernés aux installations et aux employés d'OPG en 2007

La viabilité financière et la fiabilité des actifs sont le moteur de notre performance

Performance financière

En 2007, le bénéfice net d'OPG s'est établi à 528 millions de dollars comparativement au bénéfice net de 490 millions de dollars en 2006. Les facteurs ayant eu une incidence favorable sur notre bénéfice pour 2007 comprennent notamment la hausse du rendement des Fonds nucléaires d'OPG, l'augmentation des revenus de production autres que d'électricité, l'accroissement de la production d'origine fossile et la diminution de la charge d'impôts. Ces résultats positifs ont été en partie contrebalancés par une production moins importante des centrales nucléaires Pickering d'OPG et des charges de maintenance plus élevées des installations de production nucléaire et d'origine fossile. Le bénéfice d'OPG a également continué de subir l'incidence négative d'un tarif fixe imposé par la réglementation sur la production de ses centrales nucléaires et hydroélectriques de base. Les tarifs à l'égard de cette production n'ont pas augmenté depuis qu'ils ont été établis en 2005, ce qui entrave la capacité d'OPG de toucher un taux de rendement commercial et de générer et de maintenir un flux de revenus approprié pour répondre aux attentes à long terme de notre actionnaire et aux besoins futurs d'énergie de l'Ontario.

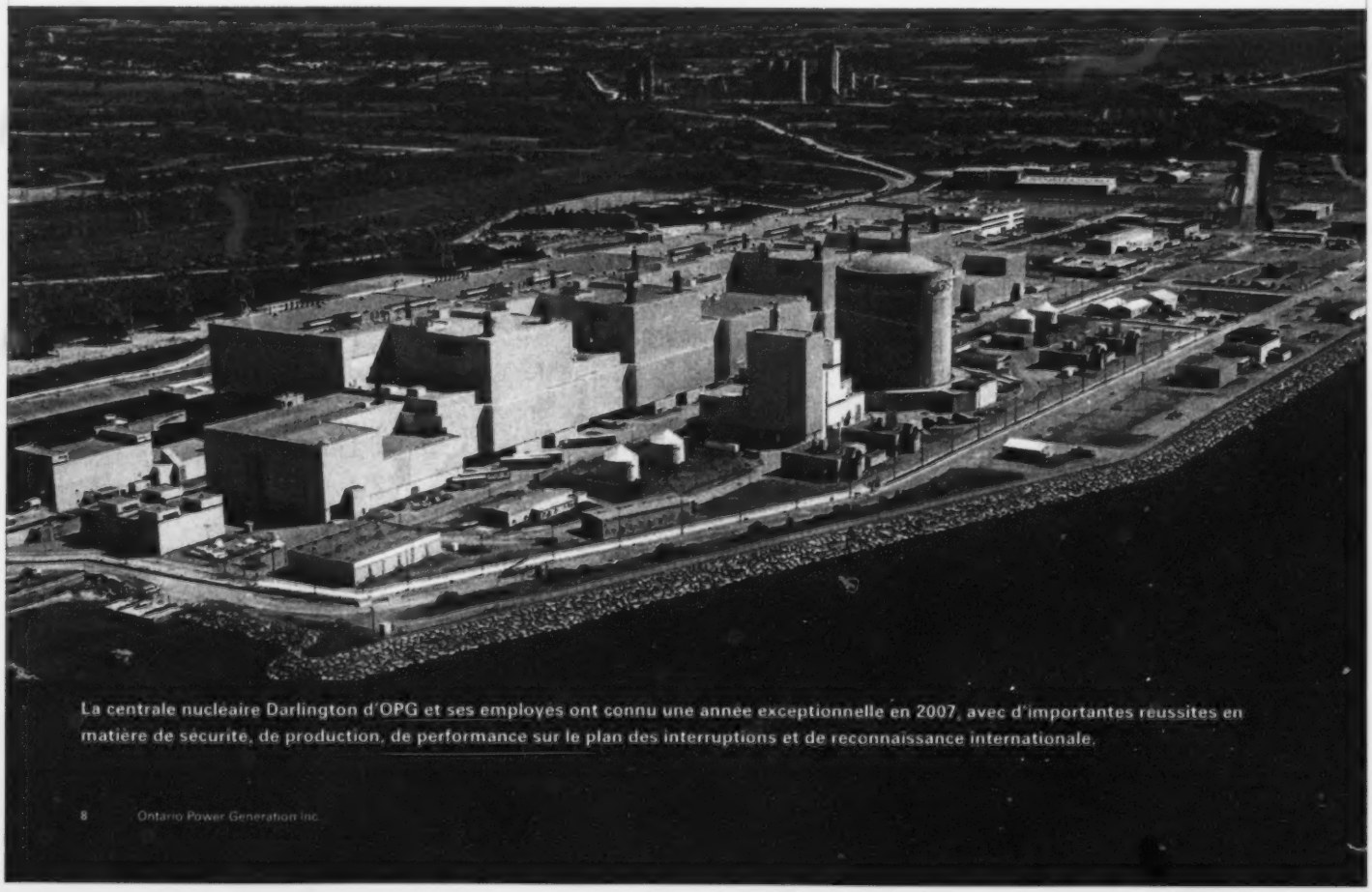
Pour attaquer ce problème, OPG a présenté une requête auprès de la Commission de l'énergie de l'Ontario afin d'obtenir une augmentation du tarif qu'elle reçoit sur la production de ses centrales réglementées. Si cette requête est approuvée, elle se traduira par une augmentation d'environ 3 % de la facturation résidentielle.

Les mesures additionnelles prises par OPG pour raffermir la performance financière comprennent une mesure interne visant à réaliser des économies sur le plan des structures de coûts et des méthodes de travail de ses nombreux groupes de soutien. Un certain nombre de possibilités de réduction des coûts ont été relevées.

Performance des actifs

L'engagement d'OPG envers l'amélioration de la performance continue de porter ses fruits.

PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE – Tout au long de 2007, la disponibilité des actifs de production hydroélectrique est constamment demeurée à des niveaux élevés, clôturant l'exercice à 94 %. Cette performance n'avait pas été réalisée depuis 1984, lorsque ces actifs étaient beaucoup moins âgés. Bien que la production hydroélectrique ait été légèrement moins élevée que prévue, notre excellente disponibilité a constitué un facteur important permettant aux actifs hydroélectriques de maximiser la production tirée des débits d'eau très variables observés dans la plupart des bassins hydrologiques de l'Ontario en 2007.



La centrale nucléaire Darlington d'OPG et ses employés ont connu une année exceptionnelle en 2007, avec d'importantes réussites en matière de sécurité, de production, de performance sur le plan des interruptions et de reconnaissance internationale.

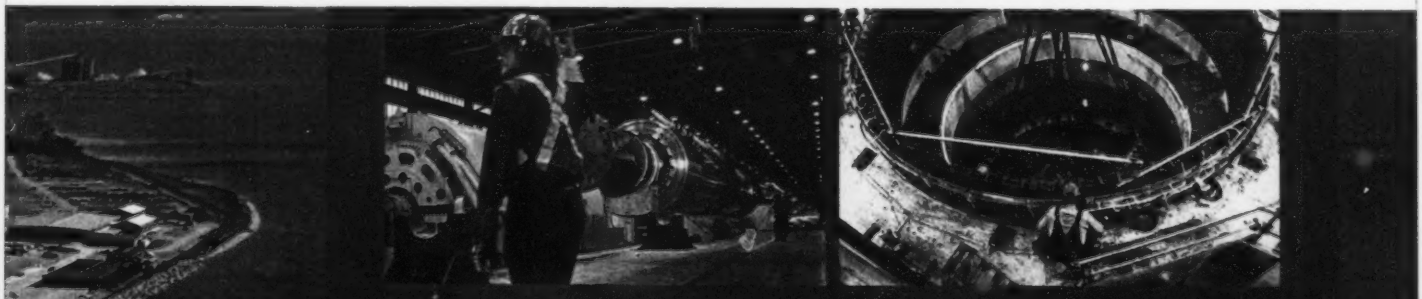
L'excellente disponibilité des actifs hydroélectriques au cours des ans découle d'investissements et de mises à niveau continus, de la solide performance du matériel et de la durée moins longue que prévue des interruptions planifiées.

PRODUCTION NUCLÉAIRE – La production nucléaire d'OPG a profité de la performance exceptionnelle de la centrale Darlington. Cette dernière a affiché un facteur de capacité de près de 90 %. Elle a aussi obtenu la meilleure inspection par des pairs de son histoire de l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires, et l'amélioration de la performance des installations nucléaires a été soulignée par l'Institute of Nuclear Power Operations. De plus, les deux principales interruptions planifiées de Darlington ont été moins longues que prévu, respectant l'engagement pris l'exercice précédent à obtenir de meilleurs résultats au titre des interruptions des installations nucléaires. La performance en matière de sécurité a aussi été très élevée.

Pickering a connu un exercice plus ardu en raison des difficultés opérationnelles et techniques non récurrentes éprouvées aux centrales A et B. Au début de l'exercice, la production de Pickering B a subi l'incidence négative d'une fuite accidentelle de résine d'un fournisseur tiers dans le réseau d'eau déminéralisée de la centrale. La production de Pickering A a été touchée par une interruption nécessaire pour assurer la mise à niveau du système électrique de secours de la centrale.

Par ailleurs, la performance en matière de sécurité et d'environnement de Pickering A et B a été excellente. Les deux centrales ont à elles deux cumulé près de six millions d'heures sans accidents entraînant des arrêts de travail. Elles ont aussi obtenu le prix *Corporate Habitat of the Year* remis par le Wildlife Habitat Council, reconnu mondialement, pour leurs réalisations exceptionnelles en matière de biodiversité.

PRODUCTION D'ORIGINE FOSSILE – Les centrales de production d'origine fossile d'OPG ont continué de faire preuve d'une flexibilité et d'une réceptivité impressionnantes en 2007, lorsqu'elles ont été appelées à répondre aux besoins d'électricité de l'Ontario. Ainsi, la production d'origine fossile s'est établie à 29 TWh, soit 16 % de plus qu'en 2006. Les centrales ont réussi à accroître la production tout en menant à bien un important programme d'interruptions planifiées aux fins de la maintenance. Cet accroissement est attribuable en grande partie à la baisse de la production hydroélectrique et nucléaire. La fiabilité de la production d'origine fossile en 2007, mesurée en fonction de l'incidence des indisponibilités fortuites, a atteint son plus haut niveau depuis 2000.



Actifs solides et performants pour assurer la fiabilité

EN HAUT À GAUCHE – Le personnel de maintenance de la centrale Nanticoke d'OPG retire le rotor de générateur de l'unité 6 pendant la révision annuelle planifiée aux fins d'une inspection interne. Les principaux travaux accomplis au cours de l'interruption de l'unité 6 comprenaient l'installation d'une nouvelle turbine haute pression, des modifications au dépoussiéreur électrique et d'importants travaux à la chaudière. Les interruptions planifiées constituent des moyens réguliers et importants de maintenir et de rehausser la performance de toutes les centrales d'OPG.

EN HAUT À DROITE – Le 10 novembre 2007, l'unité 3 de la centrale Caribou Falls a été remise en service après une importante révision de l'unité et la mise à niveau de la roue. La mise à niveau de l'unité entraînera une augmentation de l'énergie de 5,9 GWh par année. Ce projet était la dernière étape d'un programme de révision et de mise à niveau de trois ans à la centrale Caribou Falls, qui a permis d'ajouter 4,1 MW de capacité et 22 GWh d'énergie par année. En tout, le programme de mise à niveau des roues a rehaussé la performance des actifs hydroélectriques d'OPG, ajoutant 254 MW de capacité depuis 1999, y compris 12 MW en 2007.

La viabilité financière et la fiabilité des actifs sont le moteur de notre performance

Performance financière

En 2007, le bénéfice net d'OPG s'est établi à 528 millions de dollars comparativement au bénéfice net de 490 millions de dollars en 2006. Les facteurs ayant eu une incidence favorable sur notre bénéfice pour 2007 comprennent notamment la hausse du rendement des Fonds nucléaires d'OPG, l'augmentation des revenus de production autres que d'électricité, l'accroissement de la production d'origine fossile et la diminution de la charge d'impôts. Ces résultats positifs ont été en partie contrebalancés par une production moins importante des centrales nucléaires Pickering d'OPG et des charges de maintenance plus élevées des installations de production nucléaire et d'origine fossile. Le bénéfice d'OPG a également continué de subir l'incidence négative d'un tarif fixe imposé par la réglementation sur la production de ses centrales nucléaires et hydroélectriques de base. Les tarifs à l'égard de cette production n'ont pas augmenté depuis qu'ils ont été établis en 2005, ce qui entrave la capacité d'OPG de toucher un taux de rendement commercial et de générer et de maintenir un flux de revenus approprié pour répondre aux attentes à long terme de notre actionnaire et aux besoins futurs d'énergie de l'Ontario.

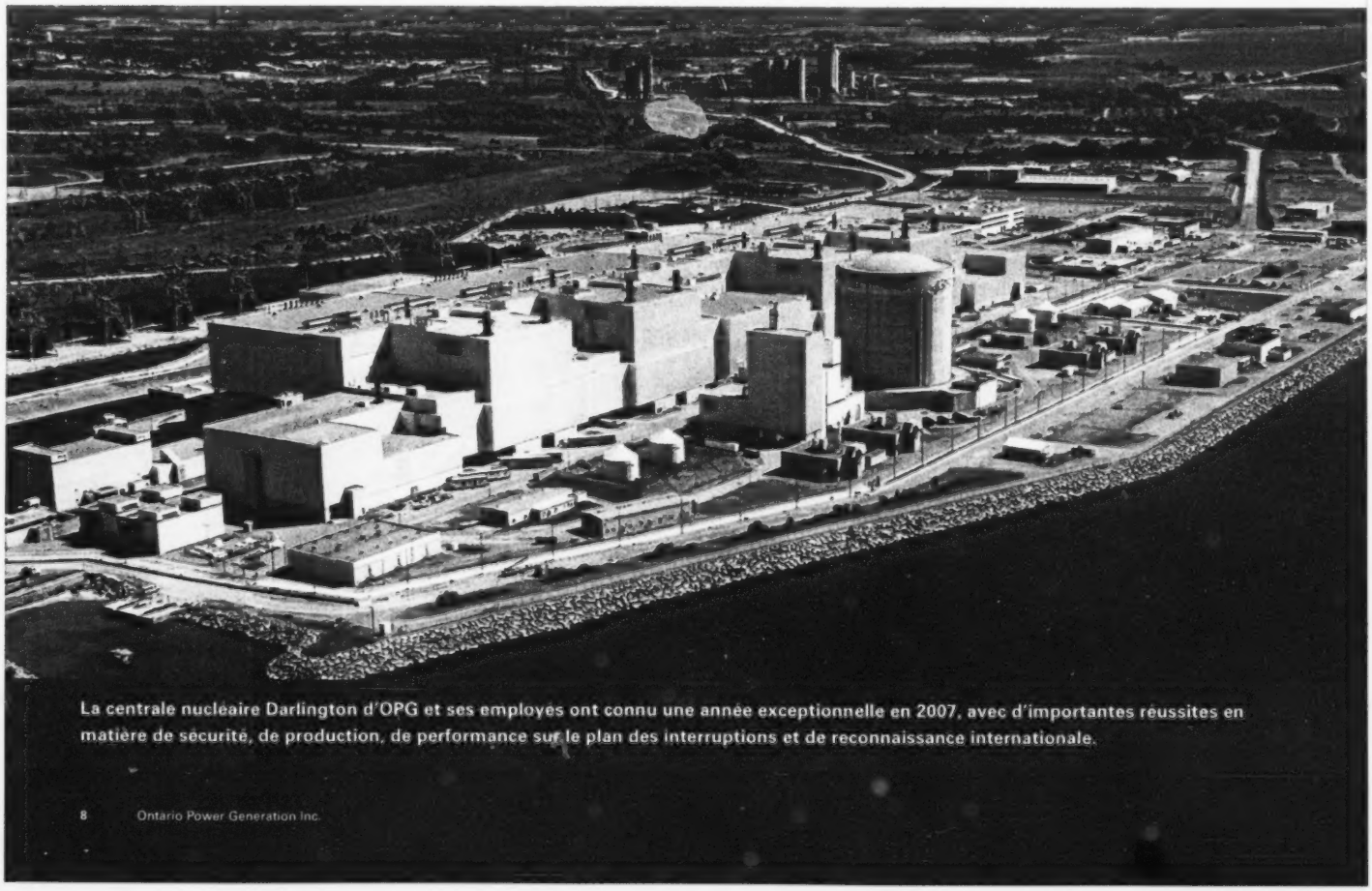
Pour attaquer ce problème, OPG a présenté une requête auprès de la Commission de l'énergie de l'Ontario afin d'obtenir une augmentation du tarif qu'elle reçoit sur la production de ses centrales réglementées. Si cette requête est approuvée, elle se traduira par une augmentation d'environ 3 % de la facturation résidentielle.

Les mesures additionnelles prises par OPG pour raffermir la performance financière comprennent une mesure interne visant à réaliser des économies sur le plan des structures de coûts et des méthodes de travail de ses nombreux groupes de soutien. Un certain nombre de possibilités de réduction des coûts ont été relevées.

Performance des actifs

L'engagement d'OPG envers l'amélioration de la performance continue de porter ses fruits.

PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE – Tout au long de 2007, la disponibilité des actifs de production hydroélectrique est constamment demeurée à des niveaux élevés, clôturant l'exercice à 94 %. Cette performance n'avait pas été réalisée depuis 1984, lorsque ces actifs étaient beaucoup moins âgés. Bien que la production hydroélectrique ait été légèrement moins élevée que prévue, notre excellente disponibilité a constitué un facteur important permettant aux actifs hydroélectriques de maximiser la production tirée des débits d'eau très variables observés dans la plupart des bassins hydrologiques de l'Ontario en 2007.



La centrale nucléaire Darlington d'OPG et ses employés ont connu une année exceptionnelle en 2007, avec d'importantes réussites en matière de sécurité, de production, de performance sur le plan des interruptions et de reconnaissance internationale.

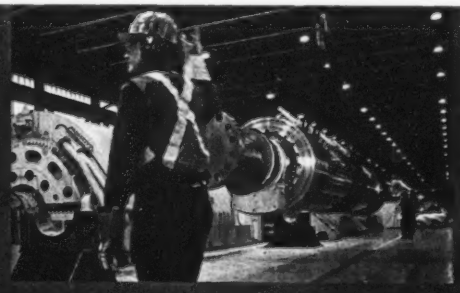
L'excellente disponibilité des actifs hydroélectriques au cours des ans découle d'investissements et de mises à niveau continus, de la solide performance du matériel et de la durée moins longue que prévue des interruptions planifiées.

PRODUCTION NUCLÉAIRE – La production nucléaire d'OPG a profité de la performance exceptionnelle de la centrale Darlington. Cette dernière a affiché un facteur de capacité de près de 90 %. Elle a aussi obtenu la meilleure inspection par des pairs de son histoire de l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires, et l'amélioration de la performance des installations nucléaires a été soulignée par l'Institute of Nuclear Power Operations. De plus, les deux principales interruptions planifiées de Darlington ont été moins longues que prévu, respectant l'engagement pris l'exercice précédent à obtenir de meilleurs résultats au titre des interruptions des installations nucléaires. La performance en matière de sécurité a aussi été très élevée.

Pickering a connu un exercice plus ardu en raison des difficultés opérationnelles et techniques non récurrentes éprouvées aux centrales A et B. Au début de l'exercice, la production de Pickering B a subi l'incidence négative d'une fuite accidentelle de résine d'un fournisseur tiers dans le réseau d'eau déminéralisée de la centrale. La production de Pickering A a été touchée par une interruption nécessaire pour assurer la mise à niveau du système électrique de secours de la centrale.

Par ailleurs, la performance en matière de sécurité et d'environnement de Pickering A et B a été excellente. Les deux centrales ont à elles deux cumulé près de six millions d'heures sans accidents entraînant des arrêts de travail. Elles ont aussi obtenu le prix *Corporate Habitat of the Year* remis par le Wildlife Habitat Council, reconnu mondialement, pour leurs réalisations exceptionnelles en matière de biodiversité.

PRODUCTION D'ORIGINE FOSSILE – Les centrales de production d'origine fossile d'OPG ont continué de faire preuve d'une flexibilité et d'une réceptivité impressionnantes en 2007, lorsqu'elles ont été appelées à répondre aux besoins d'électricité de l'Ontario. Ainsi, la production d'origine fossile s'est établie à 29 TWh, soit 16 % de plus qu'en 2006. Les centrales ont réussi à accroître la production tout en menant à bien un important programme d'interruptions planifiées aux fins de la maintenance. Cet accroissement est attribuable en grande partie à la baisse de la production hydroélectrique et nucléaire. La fiabilité de la production d'origine fossile en 2007, mesurée en fonction de l'incidence des indisponibilités fortuites, a atteint son plus haut niveau depuis 2000.



Actifs solides et performants pour assurer la fiabilité

EN HAUT À GAUCHE – Le personnel de maintenance de la centrale Nanticoke d'OPG retire le rotor de générateur de l'unité 6 pendant la révision annuelle planifiée aux fins d'une inspection interne. Les principaux travaux accomplis au cours de l'interruption de l'unité 6 comprenaient l'installation d'une nouvelle turbine haute pression, des modifications au dépoussiéreur électrique et d'importants travaux à la chaudière. Les interruptions planifiées constituent des moyens réguliers et importants de maintenir et de rehausser la performance de toutes les centrales d'OPG.

EN HAUT À DROITE – Le 10 novembre 2007, l'unité 3 de la centrale Caribou Falls a été remise en service après une importante révision de l'unité et la mise à niveau de la roue. La mise à niveau de l'unité entraînera une augmentation de l'énergie de 5,9 GWh par année. Ce projet était la dernière étape d'un programme de révision et de mise à niveau de trois ans à la centrale Caribou Falls, qui a permis d'ajouter 4,1 MW de capacité et 22 GWh d'énergie par année. En tout, le programme de mise à niveau des roues a rehaussé la performance des actifs hydroélectriques d'OPG, ajoutant 254 MW de capacité depuis 1999, y compris 12 MW en 2007.

L'engagement environnemental d'OPG continue de grandir

Performance environnementale

En 2007, la performance environnementale d'OPG dans son ensemble a surpassé les objectifs dans plusieurs secteurs, et aucune infraction importante n'a été commise en matière de conformité à la réglementation.

Une des principales mesures de la Société a été l'adoption d'un plan de gestion des gaz à effet de serre, établissant des stratégies de gestion des gaz à effet de serre pour OPG au cours de la période de transition au titre de la composition de notre production. Le plan met l'accent sur l'amélioration de la performance des actifs nucléaires et hydroélectriques d'OPG, l'accroissement de l'efficacité énergétique des centrales d'OPG, l'augmentation de l'utilisation de biocombustibles, la préparation à l'échange de droits d'émission de carbone, la tenue de recherches sur l'incidence des changements climatiques sur nos activités et la plantation d'arbres dans le cadre du vaste programme de biodiversité d'OPG. OPG a planté 320 000 arbres en 2007 et a planté un total de 2,8 millions d'arbres et d'arbustes indigènes partout en Ontario depuis 2000.

Afin de soutenir son engagement sur le plan de la sensibilisation au développement durable au sein de la Société, OPG a aussi offert une formation en développement durable à 600 nouveaux superviseurs et directeurs en 2007. Environ 3 400 employés d'OPG ont maintenant reçu cette formation, qui fournit aussi des outils pour aider les superviseurs et les directeurs à appliquer les meilleures pratiques à leurs activités.

OPG a aussi publié son huitième rapport annuel sur le développement durable. Le rapport fournit un compte rendu ouvert et transparent à l'égard de l'incidence environnementale d'OPG, de son engagement social et communautaire et des contributions économiques à l'Ontario. Plus de 2 000 exemplaires du rapport ont été distribués à des parties intéressées en Ontario.

OPG a aussi poursuivi un programme visant à vérifier la combustion de la biomasse à ses centrales à combustible fossile. En outre, la centrale d'Atikokan d'OPG a continué de soutenir le Centre de recherche en bioénergie en étant l'hôte d'un certain nombre de projets et d'expériences en bioénergie.

La contribution et l'engagement en matière d'environnement de plusieurs sites d'OPG ont été soulignés en 2007. Le groupe de centrales du nord-est de l'Ontario, le groupe de centrales Ottawa – Saint-Laurent et les installations de gestion des déchets Western ont reçu une certification du Wildlife Habitat Council (WHC), dont la réputation est mondiale, en reconnaissance de leurs efforts de protection et d'amélioration de l'habitat faunique sur leurs propriétés. Au total, 11 sites d'OPG ont été certifiés par le WHC

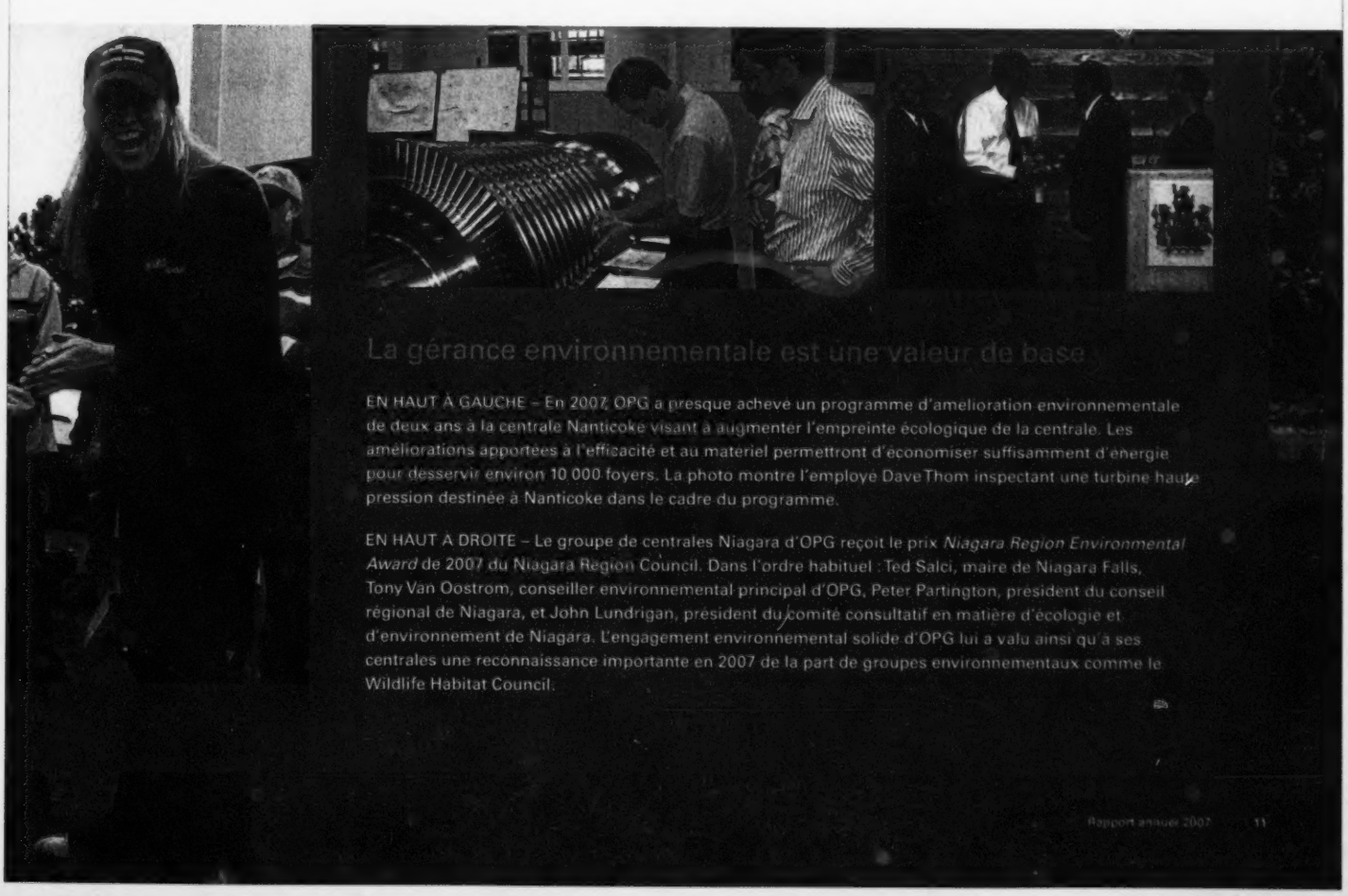
Activité de plantation d'arbres d'OPG, au parc Alex-Robertson, à Pickering. Les participants comprenaient : Heather O'Hagan, employée, Bill McLean, conseiller municipal de Pickering, Dave Ryan, maire de Pickering, Jennifer O'Connell, conseillère municipale de Pickering, Mark Holland, député d'Ajax-Pickering, et Nicole O'Hagan, employée.

pour leurs programmes en matière d'habitat faunique. Le WHC a aussi honoré la centrale nucléaire Pickering en lui remettant le prix *Corporate Habitat of the Year* de 2007. C'est la deuxième fois que Pickering reçoit ce prix prestigieux, la première fois étant en 2001. En plus de cet honneur, Pickering a de nouveau reçu la certification du *Wildlife at Work* pour son programme de gestion de l'habitat.

Gestion des déchets nucléaires

OPG s'est engagée à gérer de façon responsable et sécuritaire les déchets nucléaires. La Société est fière de ses résultats remarquables sur le plan de l'environnement. En 2007, elle a augmenté sa capacité de gestion de déchets nucléaires en ouvrant sa nouvelle installation de gestion des déchets de Darlington. L'installation a été achevée dans les délais et selon le budget prévus et fournira une capacité additionnelle d'entreposage de combustible nucléaire irradié pour la centrale Darlington. Plus tôt au cours de l'exercice, l'installation de gestion des déchets Western d'OPG a obtenu un permis d'exploitation de dix ans de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN). Le permis reflète non seulement le rendement et les résultats hors pair de la Société en matière de gestion sécuritaire des déchets nucléaires, mais aussi le soutien et la confiance de la collectivité à l'égard de ces activités. Toujours en 2007, l'installation de gestion des déchets Western a pris livraison de façon sécuritaire de 16 chaudières à vapeur provenant de Bruce Power dans le cadre de la remise à neuf en cours des unités 1 et 2 de la centrale nucléaire Bruce A. Il s'agissait aussi d'une première pour OPG et pour le secteur nucléaire au Canada.

Des progrès ont aussi été accomplis à l'égard du projet de dépôt en couches géologiques profondes pour l'entreposage à long terme et sécuritaire de déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité. Dans le cadre du processus de consultation pour ce projet, OPG a tenu des journées portes ouvertes pour offrir au public l'occasion d'obtenir plus de renseignements et de commentaires sur le projet de dépôts en couches géologiques profondes. Plus de 200 personnes ont participé à ces événements, tenus dans sept collectivités à Kincardine, en Ontario, et dans les environs, soit le site proposé pour le dépôt en couches géologiques profondes. OPG s'est engagée à suivre un processus de consultation publique ouvert et transparent, qui fait partie d'un processus d'approbation élaboré et rigoureux pour le dépôt en couches géologiques profondes. Dans l'attente des approbations et octrois de permis par tous les organismes de réglementation appropriés, la construction du dépôt en couches géologiques profondes commencera en 2012 aux fins de la mise en service en 2017.



La gérance environnementale est une valeur de base

EN HAUT À GAUCHE – En 2007, OPG a presque achevé un programme d'amélioration environnementale de deux ans à la centrale Nanticoke visant à augmenter l'empreinte écologique de la centrale. Les améliorations apportées à l'efficacité et au matériel permettront d'économiser suffisamment d'énergie pour desservir environ 10 000 foyers. La photo montre l'employé Dave Thom inspectant une turbine haute pression destinée à Nanticoke dans le cadre du programme.

EN HAUT À DROITE – Le groupe de centrales Niagara d'OPG reçoit le prix *Niagara Region Environmental Award* de 2007 du Niagara Region Council. Dans l'ordre habituel : Ted Salci, maire de Niagara Falls, Tony Van Oostrom, conseiller environnemental principal d'OPG, Peter Partington, président du conseil régional de Niagara, et John Lundrigan, président du comité consultatif en matière d'écologie et d'environnement de Niagara. L'engagement environnemental solide d'OPG lui a valu ainsi qu'à ses centrales une reconnaissance importante en 2007 de la part de groupes environnementaux comme le Wildlife Habitat Council.

L'engagement environnemental d'OPG continue de grandir

Performance environnementale
En 2007, la performance environnementale d'OPG dans son ensemble a surpassé les objectifs dans plusieurs secteurs, et aucune infraction importante n'a été commise en matière de conformité à la réglementation.

Une des principales mesures de la Société a été l'adoption d'un plan de gestion des gaz à effet de serre, établissant des stratégies de gestion des gaz à effet de serre pour OPG au cours de la période de transition au titre de la composition de notre production. Le plan met l'accent sur l'amélioration de la performance des actifs nucléaires et hydroélectriques d'OPG, l'accroissement de l'efficacité énergétique des centrales d'OPG, l'augmentation de l'utilisation de biocombustibles, la préparation à l'échange de droits d'émission de carbone, la tenue de recherches sur l'incidence des changements climatiques sur nos activités et la plantation d'arbres dans le cadre du vaste programme de biodiversité d'OPG. OPG a planté 320 000 arbres en 2007 et a planté un total de 2,8 millions d'arbres et d'arbustes indigènes partout en Ontario depuis 2000.

Afin de soutenir son engagement sur le plan de la sensibilisation au développement durable au sein de la Société, OPG a aussi offert une formation en développement durable à 600 nouveaux superviseurs et directeurs en 2007. Environ 3 400 employés d'OPG ont maintenant reçu cette formation, qui fournit aussi des outils pour aider les superviseurs et les directeurs à appliquer les meilleures pratiques à leurs activités.

OPG a aussi publié son huitième rapport annuel sur le développement durable. Le rapport fournit un compte rendu ouvert et transparent à l'égard de l'incidence environnementale d'OPG, de son engagement social et communautaire et des contributions économiques à l'Ontario. Plus de 2 000 exemplaires du rapport ont été distribués à des parties intéressées en Ontario.

OPG a aussi poursuivi un programme visant à vérifier la combustion de la biomasse à ses centrales à combustible fossile. En outre, la centrale d'Atikokan d'OPG a continué de soutenir le Centre de recherche en bioénergie en étant l'hôte d'un certain nombre de projets et d'expériences en bioénergie.

La contribution et l'engagement en matière d'environnement de plusieurs sites d'OPG ont été soulignés en 2007. Le groupe de centrales du nord-est de l'Ontario, le groupe de centrales Ottawa – Saint-Laurent et les installations de gestion des déchets Western ont reçu une certification du Wildlife Habitat Council (WHC), dont la réputation est mondiale, en reconnaissance de leurs efforts de protection et d'amélioration de l'habitat faunique sur leurs propriétés. Au total, 11 sites d'OPG ont été certifiés par le WHC

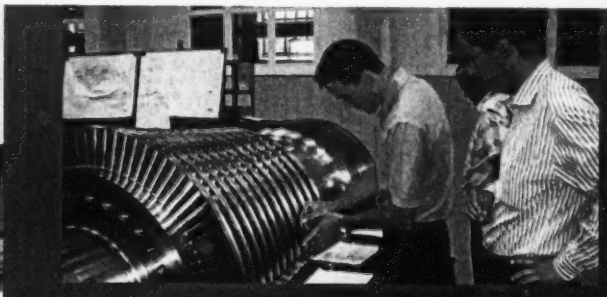
Activité de plantation d'arbres d'OPG, au parc Alex-Robertson, à Pickering. Les participants comprenaient : Heather O'Hagan, employée, Bill McLean, conseiller municipal de Pickering, Dave Ryan, maire de Pickering, Jennifer O'Connell, conseillère municipale de Pickering, Mark Holland, député d'Ajax-Pickering, et Nicole O'Hagan, employée.

pour leurs programmes en matière d'habitat faunique. Le WHC a aussi honoré la centrale nucléaire Pickering en lui remettant le prix *Corporate Habitat of the Year* de 2007. C'est la deuxième fois que Pickering reçoit ce prix prestigieux, la première fois étant en 2001. En plus de cet honneur, Pickering a de nouveau reçu la certification du *Wildlife at Work* pour son programme de gestion de l'habitat.

Gestion des déchets nucléaires

OPG s'est engagée à gérer de façon responsable et sécuritaire les déchets nucléaires. La Société est fière de ses résultats remarquables sur le plan de l'environnement. En 2007, elle a augmenté sa capacité de gestion de déchets nucléaires en ouvrant sa nouvelle installation de gestion des déchets de Darlington. L'installation a été achevée dans les délais et selon le budget prévus et fournira une capacité additionnelle d'entreposage de combustible nucléaire irradié pour la centrale Darlington. Plus tôt au cours de l'exercice, l'installation de gestion des déchets Western d'OPG a obtenu un permis d'exploitation de dix ans de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN). Le permis reflète non seulement le rendement et les résultats hors pair de la Société en matière de gestion sécuritaire des déchets nucléaires, mais aussi le soutien et la confiance de la collectivité à l'égard de ces activités. Toujours en 2007, l'installation de gestion des déchets Western a pris livraison de façon sécuritaire de 16 chaudières à vapeur provenant de Bruce Power dans le cadre de la remise à neuf en cours des unités 1 et 2 de la centrale nucléaire Bruce A. Il s'agissait aussi d'une première pour OPG et pour le secteur nucléaire au Canada.

Des progrès ont aussi été accomplis à l'égard du projet de dépôt en couches géologiques profondes pour l'entreposage à long terme et sécuritaire de déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité. Dans le cadre du processus de consultation pour ce projet, OPG a tenu des journées portes ouvertes pour offrir au public l'occasion d'obtenir plus de renseignements et de commentaires sur le projet de dépôts en couches géologiques profondes. Plus de 200 personnes ont participé à ces événements, tenus dans sept collectivités à Kincardine, en Ontario, et dans les environs, soit le site proposé pour le dépôt en couches géologiques profondes. OPG s'est engagée à suivre un processus de consultation publique ouvert et transparent, qui fait partie d'un processus d'approbation élaboré et rigoureux pour le dépôt en couches géologiques profondes. Dans l'attente des approbations et octrois de permis par tous les organismes de réglementation appropriés, la construction du dépôt en couches géologiques profondes commencera en 2012 aux fins de la mise en service en 2017.



La gérance environnementale est une valeur de base

EN HAUT À GAUCHE – En 2007, OPG a presque achevé un programme d'amélioration environnementale de deux ans à la centrale Nanticoke visant à augmenter l'empreinte écologique de la centrale. Les améliorations apportées à l'efficacité et au matériel permettront d'économiser suffisamment d'énergie pour desservir environ 10 000 foyers. La photo montre l'employé Dave Thom inspectant une turbine haute pression destinée à Nanticoke dans le cadre du programme.

EN HAUT À DROITE – Le groupe de centrales Niagara d'OPG reçoit le prix *Niagara Region Environmental Award* de 2007 du Niagara Region Council. Dans l'ordre habituel : Ted Salci, maire de Niagara Falls, Tony Van Oostrom, conseiller environnemental principal d'OPG, Peter Partington, président du conseil régional de Niagara, et John Lundrigan, président du comité consultatif en matière d'écologie et d'environnement de Niagara. L'engagement environnemental solide d'OPG lui a valu ainsi qu'à ses centrales une reconnaissance importante en 2007 de la part de groupes environnementaux comme le Wildlife Habitat Council.

Les nouveaux projets de production d'OPG contribuent à assurer l'avenir du secteur de l'énergie de l'Ontario

Portlands Energy Centre

Le Portlands Energy Centre (PEC) a clôturé l'exercice selon l'échéancier et le budget prévus. La centrale alimentée au gaz naturel de 550 MW au centre-ville de Toronto est le fruit d'un partenariat avec TransCanada Energy. L'installation devrait être en service et fournir une capacité de 340 MW d'ici le 1er juin 2008. Une capacité additionnelle de 210 MW devrait être disponible en 2009, soit la date cible d'achèvement du projet. Le PEC sera exploité selon un « facteur de rendement élevé », permettant d'offrir une production d'électricité maximale pour chaque unité de combustible utilisé, se traduisant par une utilisation moindre de combustible et une diminution des émissions par unité d'électricité produite.

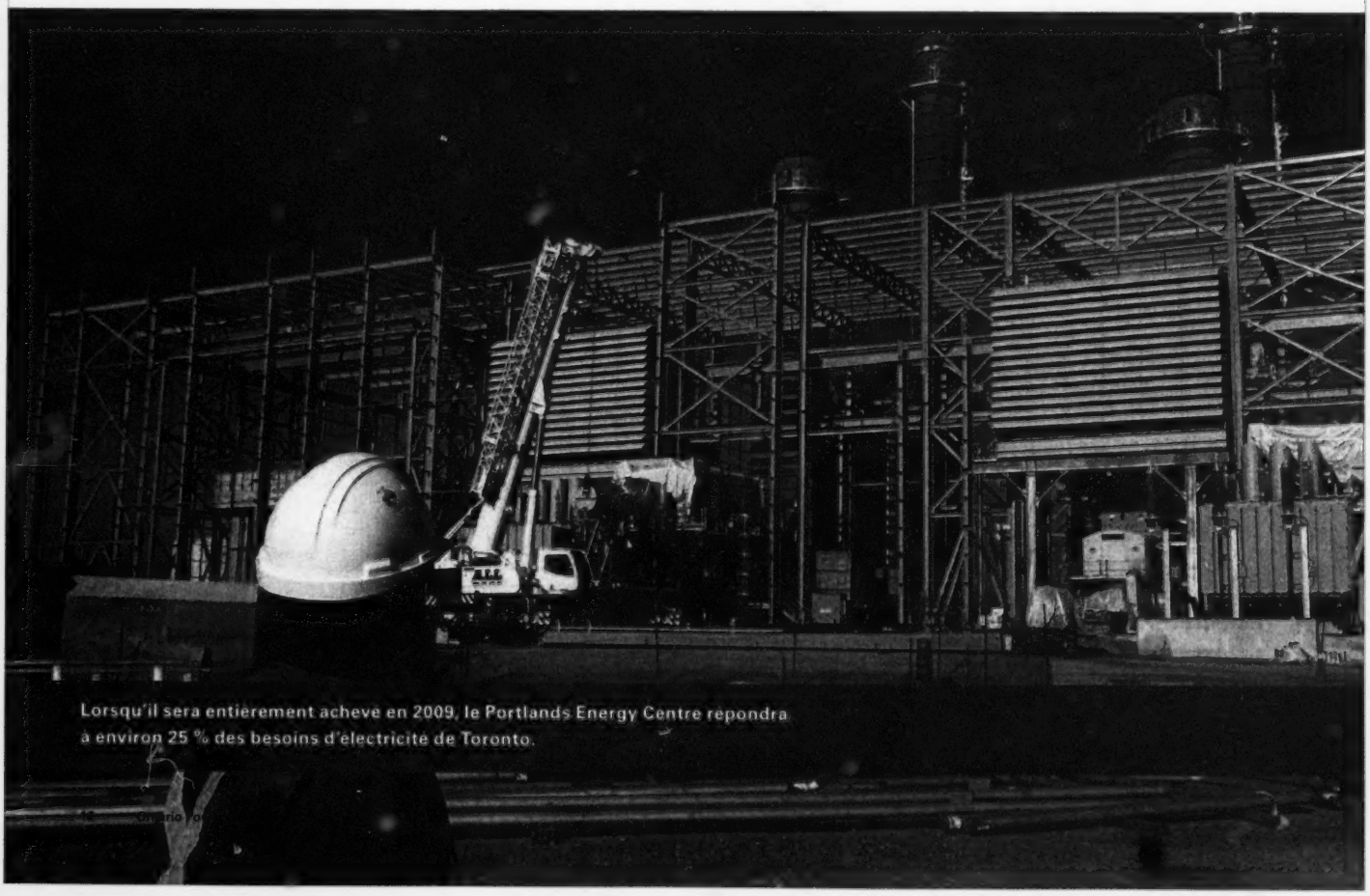
Initiatives en matière d'hydroélectricité

TUNNEL DE NIAGARA – À la fin de 2007, les travaux d'excavation du tunnel de Niagara avaient pris du retard, les travaux du concepteur-constructeur ayant été entravés par des conditions géologiques plus difficiles que prévu. Le calendrier des travaux continuera de créer beaucoup d'incertitudes tant que le tunnelier n'aura pas dépassé l'endroit où il a de la difficulté à creuser et que son rendement ne sera pas revenu à la normale.

Le tunnelier doit percer jusqu'à dix types lithologiques différents avant d'atteindre son but. Selon l'information fournie par l'entrepreneur, la date de mise en service du tunnel sera repoussée. Pour réduire au minimum les retards sur le calendrier, l'entrepreneur examine différentes avenues. Dans l'intervalle, les travaux au point de prise du tunnel progressent bien et devancent l'échéancier.

LAC SEUL – Les travaux de la centrale du Lac Seul ont continué de progresser en 2007, mais le remplacement de deux sous-traitants importants par le concepteur-constructeur a retardé son achèvement. La mise en service est maintenant prévue pour le troisième trimestre de 2008.

AUTRES PROJETS HYDROÉLECTRIQUES – OPG procède au développement de plusieurs projets hydroélectriques additionnels. À la fin de 2007, le conseil d'OPG a autorisé le début de la construction au titre des projets de remise en valeur d'Upper Mattagami et de Hound Chute. L'approbation pour le projet d'expansion de Healey Falls a aussi été obtenue. OPG travaille de concert avec l'Office de l'électricité de l'Ontario afin de conclure des contrats visant à tirer des revenus de la production d'électricité de Lac Seul, Hound Chute, Healey Falls et des parties en amont et en aval de la Rivière Mattagami.



Lorsqu'il sera entièrement achevé en 2009, le Portlands Energy Centre répondra à environ 25 % des besoins d'électricité de Toronto.

Expansion des activités nucléaires d'OPG

Pour répondre aux besoins grandissants d'électricité de l'Ontario et faire suite aux recommandations du plan pour le réseau d'électricité intégré, OPG étudie diverses initiatives pour rehausser et développer ses activités nucléaires. Ces initiatives comprennent notamment l'examen de la faisabilité de la remise à neuf de ses centrales nucléaires existantes et le commencement du processus d'approbations pour de nouvelles unités nucléaires à la centrale Darlington. Des progrès ont été accomplis à ces égards en 2007.

REMISE À NEUF DE PICKERING B – Dans le cadre de l'analyse de cas relative à la remise à neuf de sa centrale nucléaire Pickering B, OPG a mené des études comprenant une évaluation de l'état de la centrale, un examen intégré de la sécurité, une évaluation des coûts et une évaluation environnementale fédérale. OPG a aussi présenté à la CCSN un rapport d'étude sur l'évaluation environnementale dans lequel OPG a conclu qu'aucune incidence environnementale importante n'est prévue par suite de la remise à neuf ou de l'exploitation de ses installations pour les 25 à 30 prochaines années. Des consultations publiques ont aussi eu lieu pour informer les parties intéressées de la remise à neuf possible. En 2008, OPG poursuivra les études de remise à neuf relatives à Pickering B, tout en poursuivant ses activités de façon sécuritaire et efficace. L'évaluation de la remise à neuf possible de la centrale nucléaire Darlington devrait commencer en 2008.

NOUVELLE PRODUCTION NUCLÉAIRE – L'expertise et l'expérience d'OPG en matière d'activités nucléaires, la solide performance de sa centrale Darlington et la pertinence du site de Darlington lui-même font qu'OPG est un excellent candidat pour assurer la gestion du développement et de l'exploitation de nouvelles unités nucléaires. Dans le cadre de son processus de planification pour de nouvelles unités nucléaires à Darlington, OPG a lancé des initiatives visant à soutenir une évaluation environnementale sur le site, y compris des études portant sur la qualité de l'eau souterraine, de l'air et de l'eau, et des études portant sur la culture et le patrimoine. Les travaux sur le terrain sont en cours pour recueillir des données pour ces études. En avril 2007, OPG a présenté une description de projet qui est utilisée par la CCSN pour établir le type d'évaluation environnementale nécessaire. OPG s'est aussi jointe à Bruce Power pour une évaluation commune, du point de vue d'un exploitant, des technologies possibles sur le plan du réacteur qui pourraient être utilisées pour de nouvelles installations nucléaires. Cette évaluation a été transmise au gouvernement de l'Ontario, qui mène son propre processus visant à choisir un vendeur de réacteurs nucléaires.

OPG jette les bases de la croissance

EN HAUT À GAUCHE – Une session d'information chez OPG à Oshawa aide les résidents locaux à mieux comprendre l'initiative d'OPG à installer de nouvelles unités nucléaires à son site de Darlington. OPG a organisé huit de ces sessions en 2007. De la publicité à grande échelle, des séances d'information et d'autres mesures ont permis à OPG de communiquer avec plus de 1 500 membres de la collectivité.

EN HAUT À DROITE – Des représentants d'OPG rencontrent des dirigeants de la Première nation du Lac Seul pour signer une convention de règlement à l'égard de griefs passés. En 2007, OPG a réglé deux griefs passés avec des groupes des Premières nations et a signé des accords de principe avec trois autres groupes. Ces accords comprenaient un règlement avec la nation Taykwa Tagamou ayant créé un précédent pour le développement futur et une nouvelle centrale de 25 MW sur la rivière Abitibi et la conclusion d'un partenariat à cet égard. En signant des accords comme ceux-ci, OPG reconnaît les griefs passés subis par les Premières nations en raison des actions possibles de sociétés l'ayant précédée et exprime ses regrets. Ces accords s'inscrivent aussi dans le cadre du mandat d'OPG visant à développer de nouveaux projets hydroélectriques dans le nord de l'Ontario.

Les nouveaux projets de production d'OPG contribuent à assurer l'avenir du secteur de l'énergie de l'Ontario

Portlands Energy Centre

Le Portlands Energy Centre (PEC) a clôturé l'exercice selon l'échéancier et le budget prévus. La centrale alimentée au gaz naturel de 550 MW au centre-ville de Toronto est le fruit d'un partenariat avec TransCanada Energy. L'installation devrait être en service et fournir une capacité de 340 MW d'ici le 1er juin 2008. Une capacité additionnelle de 210 MW devrait être disponible en 2009, soit la date cible d'achèvement du projet. Le PEC sera exploité selon un « facteur de rendement élevé », permettant d'offrir une production d'électricité maximale pour chaque unité de combustible utilisé, se traduisant par une utilisation moindre de combustible et une diminution des émissions par unité d'électricité produite.

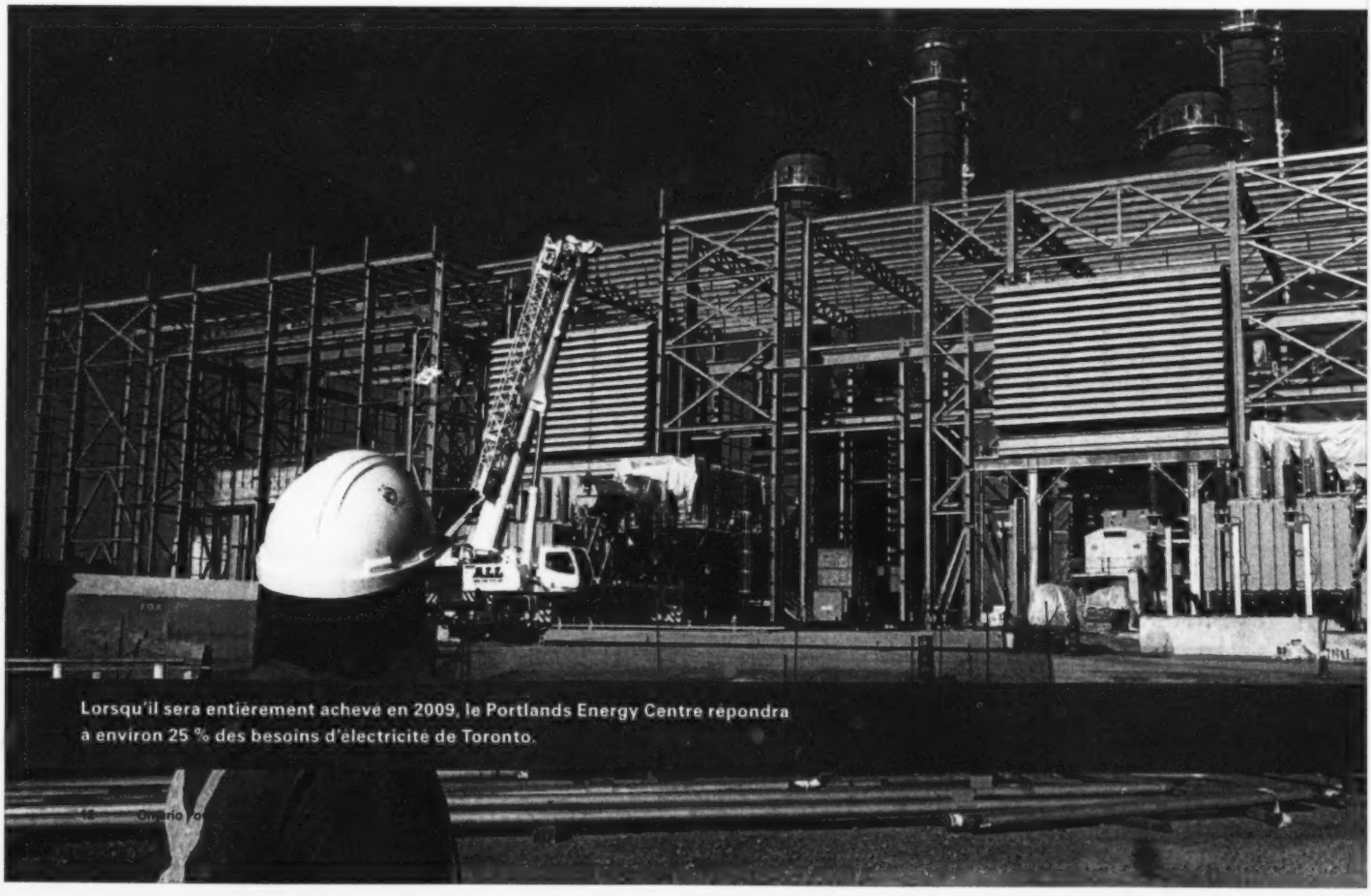
Initiatives en matière d'hydroélectricité

TUNNEL DE NIAGARA – À la fin de 2007, les travaux d'excavation du tunnel de Niagara avaient pris du retard, les travaux du concepteur-constructeur ayant été entravés par des conditions géologiques plus difficiles que prévu. Le calendrier des travaux continuera de créer beaucoup d'incertitudes tant que le tunnelier n'aura pas dépassé l'endroit où il a de la difficulté à creuser et que son rendement ne sera pas revenu à la normale.

Le tunnelier doit percer jusqu'à dix types lithologiques différents avant d'atteindre son but. Selon l'information fournie par l'entrepreneur, la date de mise en service du tunnel sera repoussée. Pour réduire au minimum les retards sur le calendrier, l'entrepreneur examine différentes avenues. Dans l'intervalle, les travaux au point de prise du tunnel progressent bien et devancent l'échéancier.

LAC SEUL – Les travaux de la centrale du Lac Seul ont continué de progresser en 2007, mais le remplacement de deux sous-traitants importants par le concepteur-constructeur a retardé son achèvement. La mise en service est maintenant prévue pour le troisième trimestre de 2008.

AUTRES PROJETS HYDROÉLECTRIQUES – OPG procède au développement de plusieurs projets hydroélectriques additionnels. À la fin de 2007, le conseil d'OPG a autorisé le début de la construction au titre des projets de remise en valeur d'Upper Mattagami et de Hound Chute. L'approbation pour le projet d'expansion de Healey Falls a aussi été obtenue. OPG travaille de concert avec l'Office de l'électricité de l'Ontario afin de conclure des contrats visant à tirer des revenus de la production d'électricité de Lac Seul, Hound Chute, Healey Falls et des parties en amont et en aval de la Rivière Mattagami.



Lorsqu'il sera entièrement achevé en 2009, le Portlands Energy Centre répondra à environ 25 % des besoins d'électricité de Toronto.

Expansion des activités nucléaires d'OPG

Pour répondre aux besoins grandissants d'électricité de l'Ontario et faire suite aux recommandations du plan pour le réseau d'électricité intégré, OPG étudie diverses initiatives pour rehausser et développer ses activités nucléaires. Ces initiatives comprennent notamment l'examen de la faisabilité de la remise à neuf de ses centrales nucléaires existantes et le commencement du processus d'approbations pour de nouvelles unités nucléaires à la centrale Darlington. Des progrès ont été accomplis à ces égards en 2007.

REMISE À NEUF DE PICKERING B – Dans le cadre de l'analyse de cas relative à la remise à neuf de sa centrale nucléaire Pickering B, OPG a mené des études comprenant une évaluation de l'état de la centrale, un examen intégré de la sécurité, une évaluation des coûts et une évaluation environnementale fédérale. OPG a aussi présenté à la CCSN un rapport d'étude sur l'évaluation environnementale dans lequel OPG a conclu qu'aucune incidence environnementale importante n'est prévue par suite de la remise à neuf ou de l'exploitation de ses installations pour les 25 à 30 prochaines années. Des consultations publiques ont aussi eu lieu pour informer les parties intéressées de la remise à neuf possible. En 2008, OPG poursuivra les études de remise à neuf relatives à Pickering B, tout en poursuivant ses activités de façon sécuritaire et efficace. L'évaluation de la remise à neuf possible de la centrale nucléaire Darlington devrait commencer en 2008.

NOUVELLE PRODUCTION NUCLÉAIRE – L'expertise et l'expérience d'OPG en matière d'activités nucléaires, la solide performance de sa centrale Darlington et la pertinence du site de Darlington lui-même font qu'OPG est un excellent candidat pour assurer la gestion du développement et de l'exploitation de nouvelles unités nucléaires. Dans le cadre de son processus de planification pour de nouvelles unités nucléaires à Darlington, OPG a lancé des initiatives visant à soutenir une évaluation environnementale sur le site, y compris des études portant sur la qualité de l'eau souterraine, de l'air et de l'eau, et des études portant sur la culture et le patrimoine. Les travaux sur le terrain sont en cours pour recueillir des données pour ces études. En avril 2007, OPG a présenté une description de projet qui est utilisée par la CCSN pour établir le type d'évaluation environnementale nécessaire. OPG s'est aussi jointe à Bruce Power pour une évaluation commune, du point de vue d'un exploitant, des technologies possibles sur le plan du réacteur qui pourraient être utilisées pour de nouvelles installations nucléaires. Cette évaluation a été transmise au gouvernement de l'Ontario, qui mène son propre processus visant à choisir un vendeur de réacteurs nucléaires.

OPG jette les bases de la croissance

EN HAUT À GAUCHE – Une session d'information chez OPG à Oshawa aide les résidents locaux à mieux comprendre l'initiative d'OPG à installer de nouvelles unités nucléaires à son site de Darlington. OPG a organisé huit de ces sessions en 2007. De la publicité à grande échelle, des séances d'information et d'autres mesures ont permis à OPG de communiquer avec plus de 1 500 membres de la collectivité.

EN HAUT À DROITE – Des représentants d'OPG rencontrent des dirigeants de la Première nation du Lac Seul pour signer une convention de règlement à l'égard de griefs passés. En 2007, OPG a réglé deux griefs passés avec des groupes des Premières nations et a signé des accords de principe avec trois autres groupes. Ces accords comprenaient un règlement avec la nation Taykwa Tagamou ayant créé un précédent pour le développement futur et une nouvelle centrale de 25 MW sur la rivière Abitibi et la conclusion d'un partenariat à cet égard. En signant des accords comme ceux-ci, OPG reconnaît les griefs passés subis par les Premières nations en raison des actions possibles de sociétés l'ayant précédée et exprime ses regrets. Ces accords s'inscrivent aussi dans le cadre du mandat d'OPG visant à développer de nouveaux projets hydroélectriques dans le nord de l'Ontario.

Les employés et les collectivités constituent une source de fierté et de force pour OPG

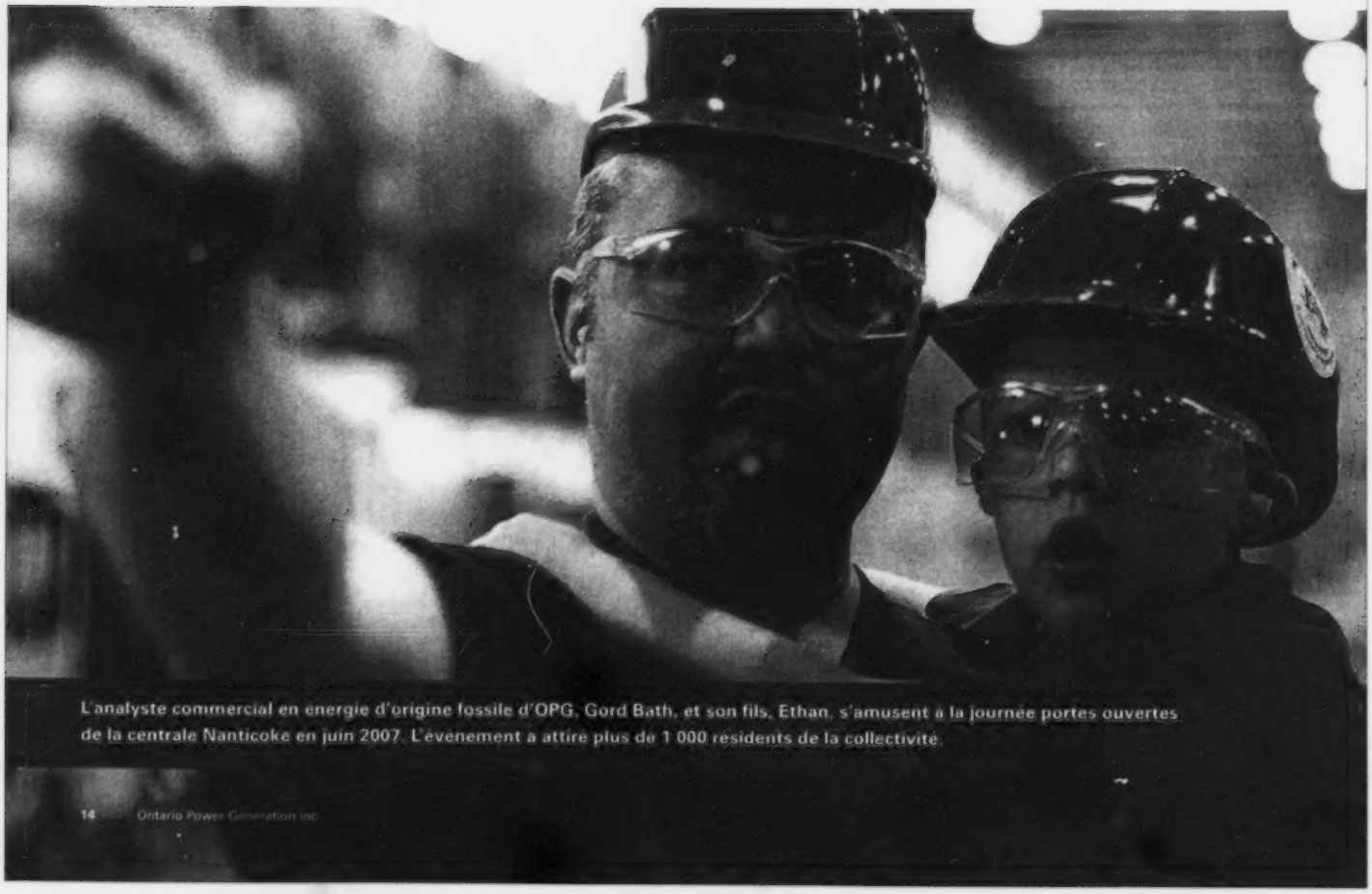
Les employés

Les employés jouent un rôle important dans le succès présent et futur d'OPG. Nos employés ont reçu une formation poussée et sont bien instruits et expérimentés. Tout au long de 2007, OPG a continué de concevoir et de mettre en œuvre des politiques conçues pour conserver et attirer des personnes de haut calibre et engagées, qui pourront mener à bien leurs tâches et amener la Société sur la voie du succès dans les années à venir. À cette fin, OPG a mis en œuvre des mesures précises visant à améliorer le perfectionnement des membres de la direction, la planification de la relève, la gestion des talents et le recrutement au cours de l'exercice. OPG portera aussi une attention particulière à l'accroissement de ses compétences en matière de gestion de projet, un volet qui devrait prendre de plus en plus d'ampleur au cours des années à venir.

SÉCURITÉ DES EMPLOYÉS — L'engagement continu d'OPG envers l'excellence en matière de sécurité lui a permis d'enregistrer son meilleur rendement à ce titre depuis sa création en 1999. Bon nombre d'installations et d'entreprises ont célébré l'atteinte d'importants jalons en sécurité, affichant plusieurs années sans accidents entraînant des arrêts de travail.

- En 2007, le taux d'accidents avec blessures d'OPG a été de 1,12 blessure par tranche de 200 000 heures travaillées, soit un meilleur résultat que le taux de 1,30 blessure par tranche de 200 000 heures travaillées obtenu en 2006, et se situe dans le quartile supérieur (2006) établi par l'Association canadienne de l'électricité.
- Le taux de gravité des accidents d'OPG pour 2007 a été de 1,56 jour perdu par tranche de 200 000 heures travaillées, ce qui est considérablement meilleur que le taux de 5,87 jours perdus par tranche de 200 000 heures travaillées enregistré en 2006, et se situe dans le quartile supérieur (2006) établi par l'Association canadienne de l'électricité.

OPG s'efforce aussi d'améliorer constamment ses programmes de gestion de la sécurité et de contrôle du risque et a conçu un plan de cinq ans pour atteindre cet objectif. En vertu du plan, des mesures ont été prises pour renforcer le leadership sur le plan de la sécurité parmi les employés et rehausser la culture axée sur la sécurité déjà bien ancrée d'OPG au moyen de communications permettant de sensibiliser les employés aux risques et de les encourager à faire des choix prudents. En ce qui a trait à la réduction des risques, OPG met en œuvre une directive



L'analyste commercial en énergie d'origine fossile d'OPG, Gord Bath, et son fils, Ethan, s'amusent à la journée portes ouvertes de la centrale Nanticoke en juin 2007. L'événement a attiré plus de 1 000 résidents de la collectivité.

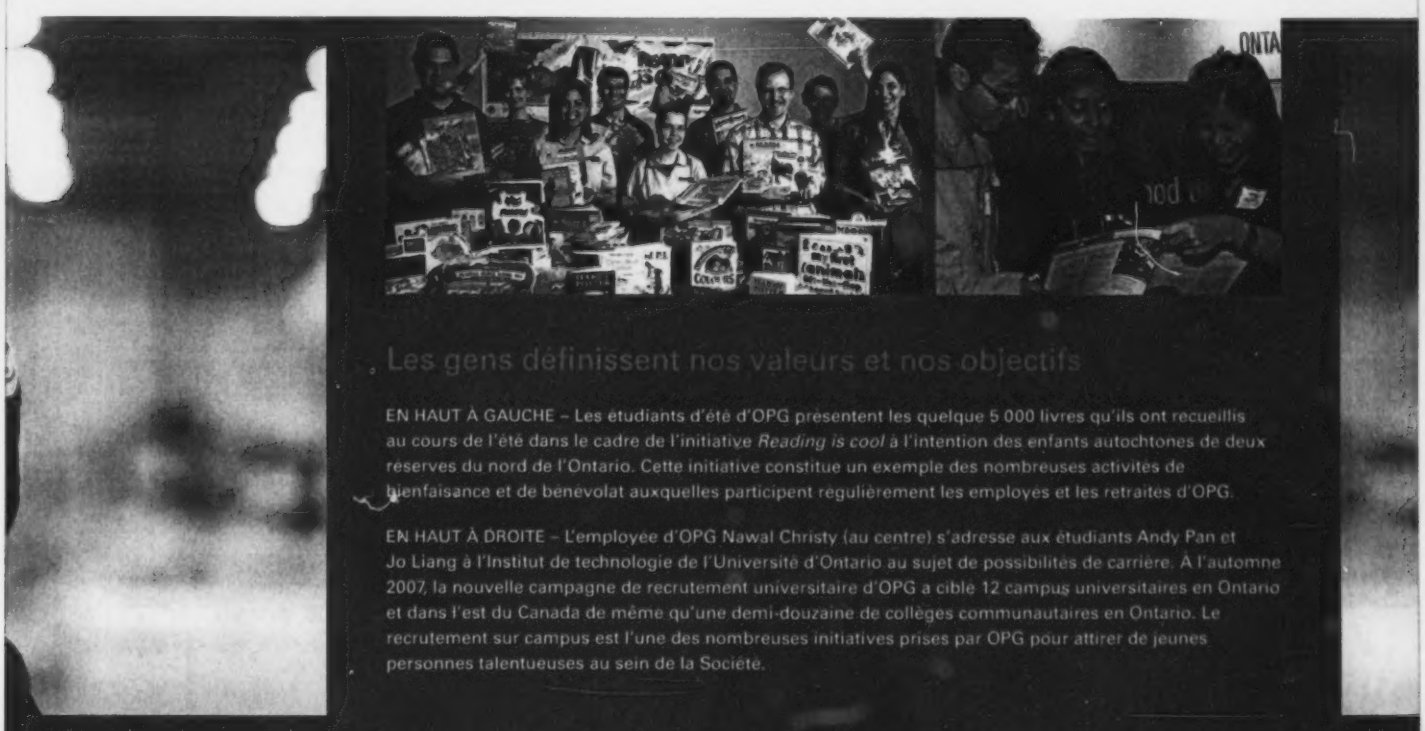
préventive à l'égard des troubles musculo-squelettiques conçue en partenariat avec les syndicats d'employés afin de s'attaquer à ce problème qui pose un défi constant en matière de sécurité.

CLASSEMENT PARMI LES « 100 MEILLEURS EMPLOYEURS » AU CANADA – OPG est fière d'être un bon employeur, offrant à ses employés des possibilités d'avancement professionnel et d'épanouissement personnel, un milieu de travail satisfaisant, et un équilibre travail-famille qui contribuent au succès, à la dignité et à l'estime de soi des employés. En reconnaissance de ses efforts à cet égard, OPG a été nommée l'un des 100 meilleurs employeurs au Canada en 2008. OPG a aussi été nommée l'un des 50 meilleurs employeurs de la région du Grand Toronto pour une deuxième année de suite.

Collectivité

OPG et ses employés sont des participants engagés et actifs au sein des collectivités qui accueillent nos installations. Dans le cadre de son programme d'engagement social, OPG met l'accent sur le soutien à des initiatives locales sans but lucratif visant à soutenir l'éducation, l'environnement et la collectivité. Plus de 900 de ces initiatives ont reçu un soutien en 2007. La plupart de ces initiatives étaient modestes à la base. OPG a aussi soutenu quelques initiatives à plus grande échelle en 2007. Ces dernières comprenaient le programme *Scientists in School Education* de la région de Niagara, les camps de lecture pour les jeunes *Reading is cool* d'OPG au sein des Premières nations Moose Cree et Wabaseemoong, et les tournois *FIRST Lego League Robotic* à l'intention des élèves du primaire et du secondaire tenus au sein de quatre collectivités.

OPG suscite la confiance au moyen de l'ouverture et de la transparence dont elle fait preuve dans ses communications avec les collectivités. Le personnel de nos principales installations informe régulièrement les dirigeants des collectivités et municipaux au sujet des activités et des faits nouveaux touchant les sites. Pour informer les collectivités au sujet des principaux projets comme les travaux de remise à neuf d'unités nucléaires, la construction de nouvelles unités nucléaires et la construction d'installations de gestion de déchets nucléaires, OPG a tenu de nombreuses sessions d'information, journées portes ouvertes et autres événements partout en Ontario en 2007. Des journées portes ouvertes ont aussi eu lieu pour célébrer l'anniversaire des centrales Nanticoke, Lennox et Chats Falls, renforçant ainsi les relations entre OPG et les collectivités.



Les gens définissent nos valeurs et nos objectifs

EN HAUT À GAUCHE – Les étudiants d'été d'OPG présentent les quelque 5 000 livres qu'ils ont recueillis au cours de l'été dans le cadre de l'initiative *Reading is cool* à l'intention des enfants autochtones de deux réserves du nord de l'Ontario. Cette initiative constitue un exemple des nombreuses activités de bienfaisance et de bénévolat auxquelles participent régulièrement les employés et les retraités d'OPG.

EN HAUT À DROITE – L'employée d'OPG Nawal Christy (au centre) s'adresse aux étudiants Andy Pan et Jo Liang à l'Institut de technologie de l'Université d'Ontario au sujet de possibilités de carrière. À l'automne 2007, la nouvelle campagne de recrutement universitaire d'OPG a cible 12 campus universitaires en Ontario et dans l'est du Canada de même qu'une demi-douzaine de collèges communautaires en Ontario. Le recrutement sur campus est l'une des nombreuses initiatives prises par OPG pour attirer de jeunes personnes talentueuses au sein de la Société.

Les employés et les collectivités constituent une source de fierté et de force pour OPG

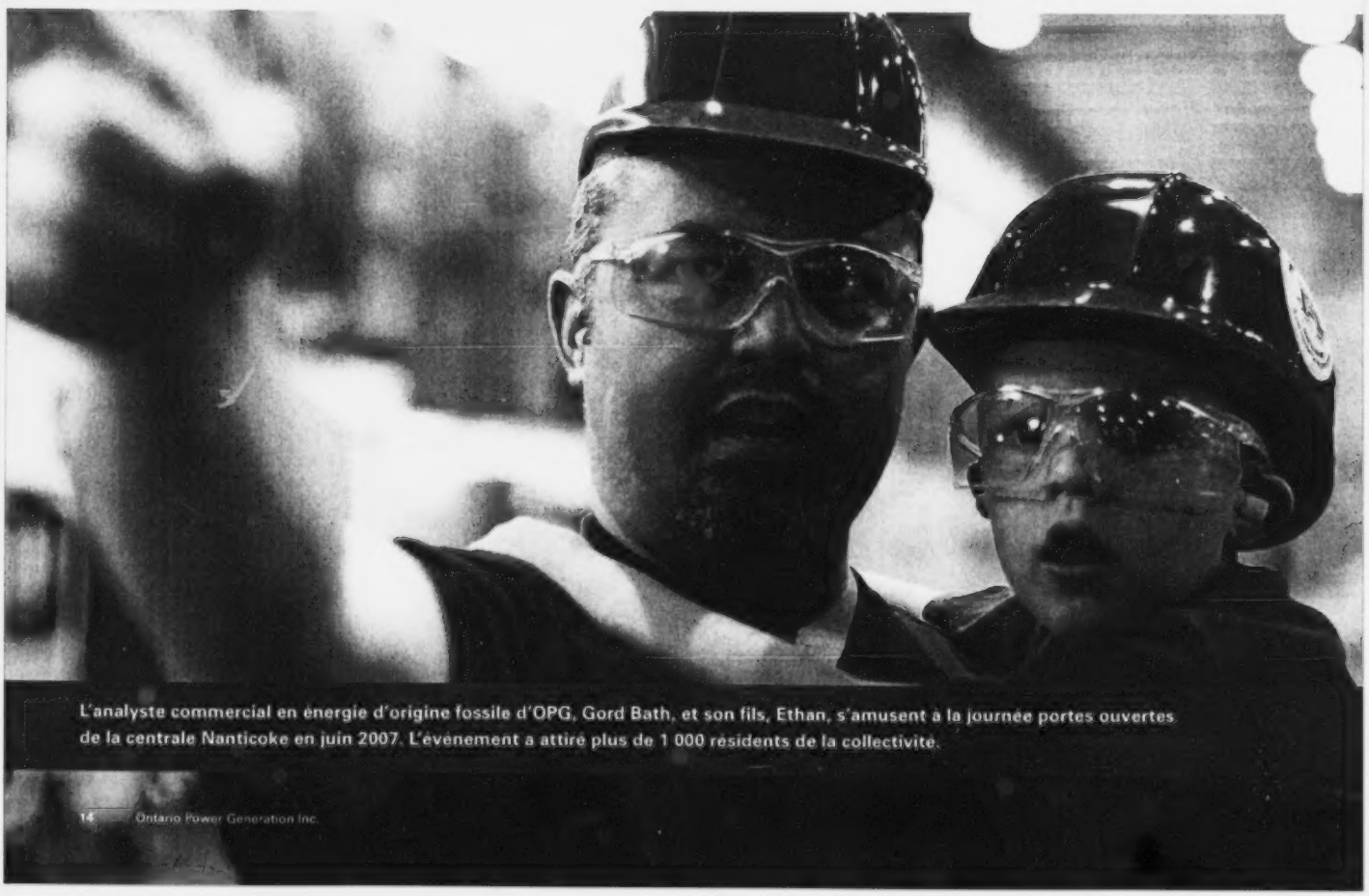
Les employés

Les employés jouent un rôle important dans le succès présent et futur d'OPG. Nos employés ont reçu une formation poussée et sont bien instruits et expérimentés. Tout au long de 2007, OPG a continué de concevoir et de mettre en œuvre des politiques conçues pour conserver et attirer des personnes de haut calibre et engagées, qui pourront mener à bien leurs tâches et amener la Société sur la voie du succès dans les années à venir. À cette fin, OPG a mis en œuvre des mesures précises visant à améliorer le perfectionnement des membres de la direction, la planification de la relève, la gestion des talents et le recrutement au cours de l'exercice. OPG portera aussi une attention particulière à l'accroissement de ses compétences en matière de gestion de projet, un volet qui devrait prendre de plus en plus d'ampleur au cours des années à venir.

SÉCURITÉ DES EMPLOYÉS – L'engagement continu d'OPG envers l'excellence en matière de sécurité lui a permis d'enregistrer son meilleur rendement à ce titre depuis sa création en 1999. Bon nombre d'installations et d'entreprises ont célébré l'atteinte d'importants jalons en sécurité, affichant plusieurs années sans accidents entraînant des arrêts de travail.

- En 2007, le taux d'accidents avec blessures d'OPG a été de 1,12 blessure par tranche de 200 000 heures travaillées, soit un meilleur résultat que le taux de 1,30 blessure par tranche de 200 000 heures travaillées obtenu en 2006, et se situe dans le quartile supérieur (2006) établi par l'Association canadienne de l'électricité.
- Le taux de gravité des accidents d'OPG pour 2007 a été de 1,56 jour perdu par tranche de 200 000 heures travaillées, ce qui est considérablement meilleur que le taux de 5,87 jours perdus par tranche de 200 000 heures travaillées enregistré en 2006, et se situe dans le quartile supérieur (2006) établi par l'Association canadienne de l'électricité.

OPG s'efforce aussi d'améliorer constamment ses programmes de gestion de la sécurité et de contrôle du risque et a conçu un plan de cinq ans pour atteindre cet objectif. En vertu du plan, des mesures ont été prises pour renforcer le leadership sur le plan de la sécurité parmi les employés et rehausser la culture axée sur la sécurité déjà bien ancrée d'OPG au moyen de communications permettant de sensibiliser les employés aux risques et de les encourager à faire des choix prudents. En ce qui a trait à la réduction des risques, OPG met en œuvre une directive



L'analyste commercial en énergie d'origine fossile d'OPG, Gord Bath, et son fils, Ethan, s'amusent à la journée portes ouvertes de la centrale Nanticoke en juin 2007. L'événement a attiré plus de 1 000 résidents de la collectivité.

préventive à l'égard des troubles musculo-squelettiques conçue en partenariat avec les syndicats d'employés afin de s'attaquer à ce problème qui pose un défi constant en matière de sécurité.

CLASSEMENT PARMI LES « 100 MEILLEURS EMPLOYEURS » AU CANADA – OPG est fière d'être un bon employeur, offrant à ses employés des possibilités d'avancement professionnel et d'épanouissement personnel, un milieu de travail satisfaisant, et un équilibre travail-famille qui contribuent au succès, à la dignité et à l'estime de soi des employés. En reconnaissance de ses efforts à cet égard, OPG a été nommée l'un des 100 meilleurs employeurs au Canada en 2008. OPG a aussi été nommée l'un des 50 meilleurs employeurs de la région du Grand Toronto pour une deuxième année de suite.

Collectivité

OPG et ses employés sont des participants engagés et actifs au sein des collectivités qui accueillent nos installations. Dans le cadre de son programme d'engagement social, OPG met l'accent sur le soutien à des initiatives locales sans but lucratif visant à soutenir l'éducation, l'environnement et la collectivité. Plus de 900 de ces initiatives ont reçu un soutien en 2007. La plupart de ces initiatives étaient modestes à la base. OPG a aussi soutenu quelques initiatives à plus grande échelle en 2007. Ces dernières comprenaient le programme *Scientists in School Education* de la région de Niagara, les camps de lecture pour les jeunes *Reading is cool* d'OPG au sein des Premières nations Moose Cree et Wabaseemoong, et les tournois *FIRST Lego League Robotic* à l'intention des élèves du primaire et du secondaire tenus au sein de quatre collectivités.

OPG suscite la confiance au moyen de l'ouverture et de la transparence dont elle fait preuve dans ses communications avec les collectivités. Le personnel de nos principales installations informe régulièrement les dirigeants des collectivités et municipaux au sujet des activités et des faits nouveaux touchant les sites. Pour informer les collectivités au sujet des principaux projets comme les travaux de remise à neuf d'unités nucléaires, la construction de nouvelles unités nucléaires et la construction d'installations de gestion de déchets nucléaires, OPG a tenu de nombreuses sessions d'information, journées portes ouvertes et autres événements partout en Ontario en 2007. Des journées portes ouvertes ont aussi eu lieu pour célébrer l'anniversaire des centrales Nanticoke, Lennox et Chats Falls, renforçant ainsi les relations entre OPG et les collectivités.

Les gens définissent nos valeurs et nos objectifs

EN HAUT À GAUCHE – Les étudiants d'été d'OPG présentent les quelque 5 000 livres qu'ils ont recueillis au cours de l'été dans le cadre de l'initiative *Reading is cool* à l'intention des enfants autochtones de deux réserves du nord de l'Ontario. Cette initiative constitue un exemple des nombreuses activités de bienfaisance et de bénévolat auxquelles participent régulièrement les employés et les retraités d'OPG.

EN HAUT À DROITE – L'employée d'OPG Nawal Christy (au centre) s'adresse aux étudiants Andy Pan et Jo Liang à l'Institut de technologie de l'Université d'Ontario au sujet de possibilités de carrière. À l'automne 2007, la nouvelle campagne de recrutement universitaire d'OPG a ciblé 12 campus universitaires en Ontario et dans l'est du Canada de même qu'une demi-douzaine de collèges communautaires en Ontario. Le recrutement sur campus est l'une des nombreuses initiatives prises par OPG pour attirer de jeunes personnes talentueuses au sein de la Société.

Rapport de gestion

Rapport de gestion

16 Énoncés prospectifs
17 La Société
17 Réglementation des tarifs
18 Faits saillants
22 Vision, activités de base et stratégie
28 Capacité de produire des résultats
28 Tendances du marché de l'électricité de l'Ontario
29 Secteurs d'activité
29 Indicateurs clés de la production et du rendement financier
31 Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité
32 Production nucléaire réglementée
34 Production hydroélectrique réglementée
36 Production hydroélectrique non réglementée
36 Production d'origine fossile non réglementée
38 Divers
38 Intérêts débiteurs, montant net
38 Impôts sur les bénéfices
39 Situation de trésorerie et sources de financement
41 Faits saillants du bilan
44 Conventions et estimations comptables critiques
49 Gestion des risques
54 Opérations entre parties liées
54 Gouvernance d'entreprise
63 Information sur le comité de vérification et de gestion des risques
66 Contrôles internes à l'égard de l'information financière et contrôles de communication de l'information
67 Quatrième trimestre
70 Faits saillants financiers trimestriels
71 Mesures supplémentaires du bénéfice

États financiers consolidés

72 Énoncé de responsabilité de la direction à l'égard de la présentation de l'information financière
73 Rapport des vérificateurs
74 États financiers consolidés
79 Notes afférentes aux états financiers consolidés

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés vérifiés d'Ontario Power Generation Inc. (« OPG » ou la « Société ») au 31 décembre 2007 et pour l'exercice terminé à cette date et les notes y afférentes. Les états financiers consolidés d'OPG sont préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR ») et sont présentés en dollars canadiens. Certains montants correspondants de 2006 ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation de 2007. Le présent rapport de gestion est daté du 28 février 2008.

Énoncés prospectifs

Le rapport de gestion comprend des énoncés prospectifs qui reflètent les points de vue actuels d'OPG à l'égard de certains événements et circonstances futurs. Tout énoncé contenu dans le présent document qui n'est pas actuel ou historique est un énoncé prospectif. Des mots tels que « anticiper », « croire », « envisager », « prévoir », « estimer », « s'attendre à », « projeter », « avoir l'intention de », « planifier », « rechercher », « viser », « objectif », « stratégie », « peut », « pourrait », « prévoit » et des verbes conjugués au futur et au conditionnel et des expressions similaires sont habituellement utilisés par OPG afin d'indiquer des énoncés prospectifs. L'absence de telles expressions ne signifie pas qu'un énoncé n'est pas prospectif.

Tous ces énoncés reposent sur des hypothèses et comportent des risques et des incertitudes et, par conséquent, pourraient être inexacts de façon importante. Plus particulièrement, les énoncés prospectifs peuvent comprendre des hypothèses comme celles qui sont liées aux coûts et à la disponibilité du combustible, au rendement de l'actif, au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires, à la fermeture de centrales alimentées au charbon, à la remise à neuf d'installations existantes, à l'aménagement et à la construction de nouvelles installations, aux obligations liées aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite, aux impôts sur les bénéfices, aux tarifs du marché au comptant de l'électricité, à l'évolution continue de l'industrie de l'électricité en Ontario, aux exigences environnementales et autres exigences réglementaires, aux conditions climatiques ainsi qu'au papier commercial adossé à des actifs de tiers. Par conséquent, il est conseillé de ne pas se fier indûment à ces énoncés prospectifs. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport de gestion ne sont valables qu'à la date du présent rapport de gestion. OPG ne s'engage pas publiquement à mettre à jour ces énoncés prospectifs pour refléter de nouvelles informations ou des événements futurs, ou autrement.

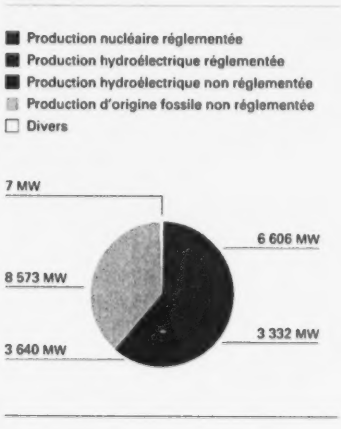
La Société

OPG est une entreprise établie en Ontario dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario. OPG met l'accent sur la production efficiente et la vente d'électricité provenant de ses actifs de production, tout en assurant une exploitation sécuritaire, ouverte et responsable sur le plan de l'environnement. Constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), OPG est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario (la « Province »).

Au 31 décembre 2007, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de 22 158 mégawatts (« MW »). Le portefeuille de production d'électricité d'OPG comprend trois centrales nucléaires, cinq centrales à combustible fossile, 64 centrales hydroélectriques et trois centrales éoliennes (y compris une participation de 50 % dans la coentreprise éolienne Huron, qui a été vendue en février 2008). En outre, OPG, ATCO Power Canada Ltd. et ATCO Resources Ltd. détiennent en copropriété la centrale alimentée au gaz Brighton Beach. OPG possède également deux autres centrales nucléaires, qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. (« Bruce Power »).

Le 1er avril 2005, la production de la plupart des installations hydroélectriques de puissance de base d'OPG et de la totalité des installations nucléaires exploitées par la Société est devenue assujettie à la réglementation des tarifs. OPG reçoit le tarif du marché au comptant pour la production de ses autres centrales hydroélectriques, centrales à combustible fossile et centrales éoliennes, sous réserve d'une limite de revenus sur la majeure partie de cette production.

Capacité de production en service par secteur
31 décembre 2007
22 158 MW



Réglementation des tarifs

Un règlement édicté en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario) fait en sorte que, depuis le 1er avril 2005, OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par la plupart de ses centrales hydroélectriques de puissance de base et la totalité des installations nucléaires qu'elle exploite. Cela comprend l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, les installations hydroélectriques R.H. Saunders, et les installations nucléaires Pickering A et B et Darlington.

Le tarif réglementé reçu par OPG pour les 1 900 premiers mégawatt-heures (« MWh ») de production des installations hydroélectriques réglementées pour toute heure est de 33,00 $/MWh (3,3 ¢/kWh). À titre d'incitatif pour encourager la production hydroélectrique maximale durant les périodes de pointe, toute production de ces installations hydroélectriques réglementées dépassant 1 900 MWh pour toute heure reçoit le tarif du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario. Le tarif réglementé reçu par OPG pour la production des installations nucléaires est de 49,50 $/MWh (4,95 ¢/kWh). Ces tarifs réglementés ont été établis par la Province en fonction de besoins de revenus qui tiennent compte d'une prévision des volumes de production et du total des charges d'exploitation, et d'un rendement de la base tarifaire, qui supposait un rendement moyen de 5 % des capitaux propres. La base tarifaire est un concept réglementaire qui représente le niveau net moyen des investissements dans des immobilisations réglementées et une provision pour le fonds de roulement. Ces tarifs initiaux sont entrés en vigueur le 1er avril 2005 et devraient le demeurer au moins jusqu'au 31 mars 2008, après quoi la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») sera responsable d'établir de nouveaux tarifs réglementés.

La réglementation a obligé OPG à établir des comptes d'écart pour les coûts engagés et les revenus gagnés ou les manques à gagner à compter du 1er avril 2005 en raison des écarts par rapport aux prévisions fournies à la Province aux fins de l'établissement des tarifs réglementés. Les comptes d'écart ont été établis pour comptabiliser les différences dans la production d'hydroélectricité dues aux écarts entre l'hydraulicité prévue et réelle, aux modifications imprévues aux exigences réglementaires en matière de production nucléaire ou aux modifications technologiques imprévues qui touchent directement les installations nucléaires, aux variations des revenus tirés de services connexes des installations réglementées, aux sinistres naturels (y compris des conditions météorologiques rigoureuses), ainsi qu'aux indisponibilités et restrictions liées au transport. En outre, la réglementation a obligé OPG à établir un compte de report pour comptabiliser les coûts autres qu'en capital engagés à compter du 1er janvier 2005 dans le cadre de la remise en service planifiée de la totalité des unités de la centrale nucléaire Pickering A.

En février 2007, la Province a apporté une modification à la réglementation. La modification a clarifié certains aspects et a prescrit à OPG d'établir un compte de report lié à certaines variations de son passif au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié et au titre du déclassement de centrales nucléaires et de la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité. La modification a obligé OPG à établir un compte de report pour comptabiliser, jusqu'à la date d'entrée en vigueur de la première ordonnance de la CEO établissant les tarifs réglementés, l'incidence sur les besoins de revenus de toute variation de ses passifs nucléaires découlant d'un nouveau plan de

Rapport de gestion

Rapport de gestion

16 Énoncés prospectifs
17 La Société
17 Réglementation des tarifs
18 Faits saillants
22 Vision, activités de base et stratégie
28 Capacité de produire des résultats
28 Tendances du marché de l'électricité de l'Ontario
29 Secteurs d'activité
29 Indicateurs clés de la production et du rendement financier
31 Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité
32 Production nucléaire réglementée
34 Production hydroélectrique réglementée
36 Production hydroélectrique non réglementée
36 Production d'origine fossile non réglementée
38 Divers
38 Intérêts débiteurs, montant net
38 Impôts sur les bénéfices
39 Situation de trésorerie et sources de financement
41 Faits saillants du bilan
44 Conventions et estimations comptables critiques
49 Gestion des risques
54 Opérations entre parties liées
54 Gouvernance d'entreprise
63 Information sur le comité de vérification et de gestion des risques
66 Contrôles internes à l'égard de l'information financière et contrôles de communication de l'information
67 Quatrième trimestre
70 Faits saillants financiers trimestriels
71 Mesures supplémentaires du bénéfice

États financiers consolidés

72 Énoncé de responsabilité de la direction à l'égard de la présentation de l'information financière
73 Rapport des vérificateurs
74 États financiers consolidés
79 Notes afférentes aux états financiers consolidés

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés vérifiés d'Ontario Power Generation Inc. (« OPG » ou la « Société ») au 31 décembre 2007 et pour l'exercice terminé à cette date et les notes y afférentes. Les états financiers consolidés d'OPG sont préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR ») et sont présentés en dollars canadiens. Certains montants correspondants de 2006 ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation de 2007. Le présent rapport de gestion est daté du 28 février 2008.

Énoncés prospectifs

Le rapport de gestion comprend des énoncés prospectifs qui reflètent les points de vue actuels d'OPG à l'égard de certains événements et circonstances futurs. Tout énoncé contenu dans le présent document qui n'est pas actuel ou historique est un énoncé prospectif. Des mots tels que « anticiper », « croire », « envisager », « prévoir », « estimer », « s'attendre à », « projeter », « avoir l'intention de », « planifier », « rechercher », « viser », « objectif », « stratégie », « peut », « pourrait », « prévoit » et des verbes conjugués au futur et au conditionnel et des expressions similaires sont habituellement utilisés par OPG afin d'indiquer des énoncés prospectifs. L'absence de telles expressions ne signifie pas qu'un énoncé n'est pas prospectif.

Tous ces énoncés reposent sur des hypothèses et comportent des risques et des incertitudes et, par conséquent, pourraient être inexacts de façon importante. Plus particulièrement, les énoncés prospectifs peuvent comprendre des hypothèses comme celles qui sont liées aux coûts et à la disponibilité du combustible, au rendement de l'actif, au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires, à la fermeture de centrales alimentées au charbon, à la remise à neuf d'installations existantes, à l'aménagement et à la construction de nouvelles installations, aux obligations liées aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite, aux impôts sur les bénéfices, aux tarifs du marché au comptant de l'électricité, à l'évolution continue de l'industrie de l'électricité en Ontario, aux exigences environnementales et autres exigences réglementaires, aux conditions climatiques ainsi qu'au papier commercial adossé à des actifs de tiers. Par conséquent, il est conseillé de ne pas se fier indûment à ces énoncés prospectifs. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport de gestion ne sont valables qu'à la date du présent rapport de gestion. OPG ne s'engage pas publiquement à mettre à jour ces énoncés prospectifs pour refléter de nouvelles informations ou des événements futurs, ou autrement.

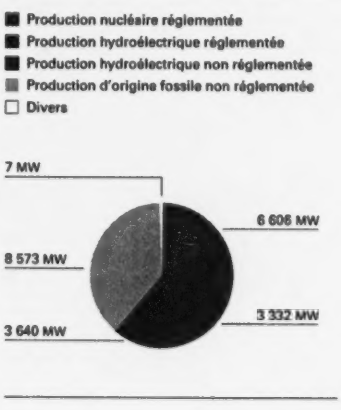
La Société

OPG est une entreprise établie en Ontario dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario. OPG met l'accent sur la production efficiente et la vente d'électricité provenant de ses actifs de production, tout en assurant une exploitation sécuritaire, ouverte et responsable sur le plan de l'environnement. Constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), OPG est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario (la « Province »).

Au 31 décembre 2007, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de 22 158 mégawatts (« MW »). Le portefeuille de production d'électricité d'OPG comprend trois centrales nucléaires, cinq centrales à combustible fossile, 64 centrales hydroélectriques et trois centrales éoliennes (y compris une participation de 50 % dans la coentreprise éolienne Huron, qui a été vendue en février 2008). En outre, OPG, ATCO Power Canada Ltd. et ATCO Resources Ltd. détiennent en copropriété la centrale alimentée au gaz Brighton Beach. OPG possède également deux autres centrales nucléaires, qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. (« Bruce Power »).

Le 1er avril 2005, la production de la plupart des installations hydroélectriques de puissance de base d'OPG et de la totalité des installations nucléaires exploitées par la Société est devenue assujettie à la réglementation des tarifs. OPG reçoit le tarif du marché au comptant pour la production de ses autres centrales hydroélectriques, centrales à combustible fossile et centrales éoliennes, sous réserve d'une limite de revenus sur la majeure partie de cette production.

Capacité de production en service par secteur
31 décembre 2007
22 158 MW



Réglementation des tarifs

Un règlement édicté en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario) fait en sorte que, depuis le 1er avril 2005, OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par la plupart de ses centrales hydroélectriques de puissance de base et la totalité des installations nucléaires qu'elle exploite. Cela comprend l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, les installations hydroélectriques R.H. Saunders, et les installations nucléaires Pickering A et B et Darlington.

Le tarif réglementé reçu par OPG pour les 1 900 premiers mégawatt-heures (« MWh ») de production des installations hydroélectriques réglementées pour toute heure est de 33,00 $/MWh (3,3 ¢/kWh). À titre d'incitatif pour encourager la production hydroélectrique maximale durant les périodes de pointe, toute production de ces installations hydroélectriques réglementées dépassant 1 900 MWh pour toute heure reçoit le tarif du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario. Le tarif réglementé reçu par OPG pour la production des installations nucléaires est de 49,50 $/MWh (4,95 ¢/kWh). Ces tarifs réglementés ont été établis par la Province en fonction de besoins de revenus qui tiennent compte d'une prévision des volumes de production et du total des charges d'exploitation, et d'un rendement de la base tarifaire, qui supposait un rendement moyen de 5 % des capitaux propres. La base tarifaire est un concept réglementaire qui représente le niveau net moyen des investissements dans des immobilisations réglementées et une provision pour le fonds de roulement. Ces tarifs initiaux sont entrés en vigueur le 1er avril 2005 et devraient le demeurer au moins jusqu'au 31 mars 2008, après quoi la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») sera responsable d'établir de nouveaux tarifs réglementés.

La réglementation a obligé OPG à établir des comptes d'écart pour les coûts engagés et les revenus gagnés ou les manques à gagner à compter du 1er avril 2005 en raison des écarts par rapport aux prévisions fournies à la Province aux fins de l'établissement des tarifs réglementés. Les comptes d'écart ont été établis pour comptabiliser les différences dans la production d'hydroélectricité dues aux écarts entre l'hydraulicité prévue et réelle, aux modifications imprévues aux exigences réglementaires en matière de production nucléaire ou aux modifications technologiques imprévues qui touchent directement les installations nucléaires, aux variations des revenus tirés de services connexes des installations réglementées, aux sinistres naturels (y compris des conditions météorologiques rigoureuses), ainsi qu'aux indisponibilités et restrictions liées au transport. En outre, la réglementation a obligé OPG à établir un compte de report pour comptabiliser les coûts autres qu'en capital engagés à compter du 1er janvier 2005 dans le cadre de la remise en service planifiée de la totalité des unités de la centrale nucléaire Pickering A.

En février 2007, la Province a apporté une modification à la réglementation. La modification a clarifié certains aspects et a prescrit à OPG d'établir un compte de report lié à certaines variations de son passif au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié et au titre du déclassement de centrales nucléaires et de la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité. La modification a obligé OPG à établir un compte de report pour comptabiliser, jusqu'à la date d'entrée en vigueur de la première ordonnance de la CEO établissant les tarifs réglementés, l'incidence sur les besoins de revenus de toute variation de ses passifs nucléaires découlant d'un nouveau plan de

référence, approuvé après le 1er avril 2005, conformément aux termes de l'Ontario Nuclear Funds Agreement (« ONFA »).

La modification a également clarifié que la CEO doit s'assurer qu'OPG recouvre dans les tarifs réglementés futurs tous les coûts en capital et autres qu'en capital engagés par OPG pour accroître la production d'une installation réglementée, la remettre à neuf ou augmenter sa capacité de production. La modification exige que ces coûts soient dans les limites des budgets approuvés par le conseil d'administration d'OPG avant la première ordonnance de la CEO établissant les tarifs réglementés, ou que la CEO soit convaincue que ces coûts ont été prudemment engagés.

En février 2008, une deuxième modification à la réglementation a été apportée par la Province. Cette modification a obligé OPG à établir un compte de report pour comptabiliser, jusqu'à la date d'entrée en vigueur de la première ordonnance de la CEO, les coûts engagés et les engagements financiers fermes pris à compter du 13 juin 2006, pendant la planification et la préparation en vue de l'aménagement des nouvelles installations nucléaires proposées. Cette modification oblige là encore OPG à établir un compte d'écart pour comptabiliser, jusqu'à la date d'entrée en vigueur de la première ordonnance de la CEO ou après, les écarts entre les coûts autres qu'en capital réels engagés et les engagements financiers fermes pris, et les montants inclus dans le tarif réglementé approuvé lié à la planification et à la préparation en vue de l'aménagement des nouvelles installations nucléaires proposées. De plus, la modification stipule que la CEO doit s'assurer qu'OPG recouvre ces coûts dans la mesure où la CEO est convaincue que les coûts ont été engagés ou les engagements ont été pris prudemment.

En novembre 2007, OPG a déposé une demande auprès de la CEO portant sur de nouveaux paiements pour ses installations réglementées avec prise d'effet le 1er avril 2008, pour une période de 21 mois. OPG a invité des intervenants à participer à des séances de consultation, qui ont eu lieu au début de novembre, soit avant le dépôt de sa demande. Le but des consultations était d'informer les intervenants sur les installations réglementées d'OPG et de discuter de questions touchant la demande de nouveaux paiements. OPG cherche à obtenir un taux de rendement qui soit à la mesure de la portée et du type de risques commerciaux associés à l'exploitation, à la maintenance et à la mise en valeur, de manière fiable, de ses actifs réglementés. D'autres informations portant sur la demande d'OPG déposée auprès de la CEO figurent à la rubrique *Faits nouveaux, Décisions de la Commission de l'énergie de l'Ontario.*

La production des autres actifs de production d'OPG demeure non réglementée et continue d'être vendue au tarif du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario. Toutefois, 85 % de la production des autres actifs de production d'OPG, excluant la centrale Lennox, les centrales dont la production est assujettie à une Hydroelectric Energy Supply Agreement (« HESA ») avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO »), aux termes d'une directive ministérielle, et les ventes à terme au 1er janvier 2005, fait l'objet d'une limite de revenus. La production d'une unité ayant fait l'objet d'une conversion de combustible et la production supplémentaire d'une centrale ayant fait l'objet d'une remise en état ou d'un agrandissement sont aussi exclues de la production couverte par la limite de revenus. En outre, jusqu'à ce que les Transition – Generation Corporation Designated Rate Options viennent à échéance le 30 avril 2006, les volumes vendus en vertu de ces options étaient aussi exclus du rabais associé à la limite de revenus.

La limite de revenus, qui avait initialement été établie pour une période de 13 mois se terminant le 30 avril 2006, a par la suite été prolongée pour trois autres années. À compter du 1er mai 2006, la limite de revenus a été ramenée à 4,6 ¢/kWh par rapport à la limite précédente de 4,7 ¢/kWh. Le 1er mai 2007, la limite de revenus est revenue à 4,7 ¢/kWh et augmentera à 4,8 ¢/kWh à compter du 1er mai 2008. En outre, depuis le 1er avril 2006, les volumes vendus aux termes d'une vente aux enchères pilote gérée par l'OEO sont assujettis à une limite de revenus supérieure de 0,5 ¢/kWh à la limite de revenus applicable aux autres actifs de production d'OPG. Les revenus excédant ces limites sont remis à la Société indépendante d'exploitation du réseau de l'électricité (« SIERÉ ») au profit des consommateurs.

Faits saillants

Aperçu des résultats d'exploitation

Cette section donne un aperçu des résultats d'exploitation consolidés vérifiés d'OPG. Une analyse détaillée du rendement d'OPG par secteur d'activité isolable figure à la rubrique *Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité.*

(en millions de dollars)	**2007**	2006
Revenus		
Revenus avant le rabais associé à la limite de revenus	**5 887**	5 725
Rabais associé à la limite de revenus	**(227)**	(161)
	5 660	5 564
Bénéfice		
Bénéfice avant ce qui suit :	**610**	791
Autres (gains) et pertes	**(10)**	22
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**620**	769
Intérêts débiteurs, montant net	**143**	193
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	**477**	576
(Recouvrement) charge d'impôts	**(51)**	86
Bénéfice net	**528**	490
Production d'électricité (TWh)	**105,1**	105,2
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie d'exploitation	**407**	397

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, le bénéfice net s'est établi à 528 millions de dollars, comparativement à 490 millions de dollars en 2006, soit une augmentation de 38 millions de dollars. Le bénéfice avant impôts sur les bénéfices pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 s'est établi à 477 millions de dollars en regard de 576 millions de dollars en 2006, en baisse de 99 millions de dollars.

L'exercice terminé le 31 décembre 2007 a donné lieu à un recouvrement d'impôts, montant net, de 51 millions de dollars, comparativement à une charge d'impôts de 86 millions de dollars en 2006. La baisse de la charge d'impôts est attribuable dans une large mesure à une contribution additionnelle au Fonds distinct pour combustible irradié (« Fonds pour combustible irradié ») de 334 millions de dollars en 2007. Ces contributions sont déductibles d'impôts. Il n'y a pas de charge d'impôts futurs compensatoire en raison de

l'utilisation de la méthode des impôts exigibles pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices du secteur à tarifs réglementés. De plus, la charge d'impôts a diminué par suite d'une réduction des taux d'imposition futurs fédéraux qui sont pratiquement entrés en vigueur en 2007.

Un sommaire des facteurs qui ont eu une incidence sur les résultats d'OPG pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 par rapport aux résultats de 2006, avant impôts, est présenté ci-dessous :

(en millions de dollars, avant impôts)

Bénéfice avant impôts sur les bénéfices pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006	**576**
Variation de la marge brute	
Augmentation du prix de vente de l'électricité après le rabais associé à la limite de revenus et la marge de couverture	20
Variation de la production d'électricité par secteur :	
Production nucléaire réglementée	(127)
Production hydroélectrique réglementée	(5)
Production hydroélectrique non réglementée	(47)
Production d'origine fossile non réglementée	61
Hausse des charges liées au combustible attribuable surtout aux coûts plus élevés du charbon consommé pour la production et aux prix de l'uranium plus élevés	(27)
Hausse des revenus tirés des services connexes	13
Augmentation des revenus de production autres que d'électricité attribuable surtout à une hausse des revenus des services techniques nucléaires	67
Baisse des revenus de négociation attribuable surtout à un recul des gains découlant de l'évaluation à la valeur du marché et des marges sur les opérations	(45)
Autres variations de la marge brute	14
	(76)
Augmentation des charges d'exploitation et de maintenance attribuable surtout à une hausse des dépenses liées aux interruptions aux centrales nucléaires d'OPG et à une augmentation des travaux de maintenance aux centrales à combustible fossile	(95)
Augmentation des coûts de soutien des services techniques nucléaires fournis à des parties externes	(30)
Frais additionnels compris dans les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liés au règlement de griefs historiques avec les Premières nations	(30)
Augmentation de la charge au titre des régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi	(14)
Augmentation du bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	110
Diminution de la dotation aux amortissements attribuable surtout à la prolongation de la durée de service des centrales alimentées au charbon en 2006	65
Diminution des intérêts débiteurs, montant net, attribuable surtout au report des intérêts liés au compte de report de remise en service de la centrale Pickering A	50
Hausse de l'amortissement du solde du compte de report de remise en service de la centrale Pickering A	(71)
Autres variations	(40)
Diminution du bénéfice avant autres gains et pertes et impôts sur les bénéfices	**(131)**
Dépréciation des actifs à long terme constatée en 2006	22
Autres gains et pertes constatés en 2007	10
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007	**477**

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, le bénéfice a subi l'incidence défavorable d'une diminution de la marge brute des ventes d'électricité par rapport à 2006, en raison surtout d'une baisse de la production des centrales nucléaires et des centrales hydroélectriques non réglementées d'OPG, contrebalancée en partie par une hausse de la production des centrales à combustible fossile à coût marginal plus élevé. La marge brute des ventes d'électricité a aussi diminué en raison de la hausse des coûts du charbon et de l'uranium consommés pour la production en 2007 comparativement à 2006.

La marge brute a profité de l'incidence positive d'une augmentation des revenus tirés des services connexes attribuable à une hausse des revenus tirés du contrat de fiabilité impérative de Lennox. Le contrat de fiabilité impérative est un contrat établi en fonction des coûts, conclu avec la SIERÉ, qui prévoit des paiements réguliers, sous réserve d'ajustements en fonction des coûts réels. Le contrat était sous réserve de l'approbation de la CEO. La hausse des revenus constatés en 2007 est en partie attribuable au moment où la CEO a donné son approbation pour les contrats des exercices en cours et précédents.

La marge brute a aussi été touchée par une hausse des revenus autres que d'électricité découlant principalement d'une augmentation des services techniques nucléaires fournis à des parties externes. Les revenus de négociation ont diminué en 2007 par rapport à 2006, en raison surtout d'un recul des gains d'évaluation à la valeur du marché et des marges sur les opérations de négociation.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont établies à 2 974 millions de dollars en regard de 2 752 millions de dollars en 2006. L'augmentation est attribuable surtout à une hausse des

dépenses liées aux interruptions aux centrales nucléaires d'OPG, à un nombre accru de programmes et de projets de maintenance liés à la prolongation de la période d'exploitation des centrales alimentées au charbon et aux frais additionnels liés au règlement de griefs historiques avec les Premières nations. OPG a également engagé des charges additionnelles au cours de 2007 en raison des services techniques nucléaires accrus fournis à des parties externes.

En 2007, le rendement tiré du Fonds pour combustible irradié et du Fonds distinct de déclassement (« Fonds de déclassement ») (collectivement les « Fonds nucléaires ») s'est établi à 481 millions de dollars comparativement à 371 millions de dollars en 2006, soit une augmentation de 110 millions de dollars. La hausse du bénéfice tiré des Fonds nucléaires est attribuable à un accroissement des actifs en 2007, à une hausse de l'indice des prix à la consommation de l'Ontario (« IPC ») en 2007 par rapport à 2006, qui a eu une incidence sur le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié, et au remboursement par le Fonds de déclassement de dépenses relatives au stockage sécuritaire des unités 2 et 3 de la centrale Pickering. La hausse du rendement provenant des Fonds nucléaires, attribuable à ces facteurs, a été contrebalancée en partie par un taux de rendement moins élevé du Fonds de déclassement en 2007, soit 5,15 % par rapport à 5,75 % en 2006, par suite de modifications au plan de référence en vertu de l'ONFA, approuvé en décembre 2006.

La démolition de l'ancienne centrale alimentée au charbon Lakeview a été essentiellement achevée au cours de 2007. Au cours du quatrième trimestre de 2007, la Société a réévalué les coûts d'achèvement des travaux restants pour remettre le site en état en 2008. En conséquence, OPG a comptabilisé un recouvrement de 20 millions de dollars dans les autres gains et pertes pour refléter une variation des coûts estimatifs.

Au cours du quatrième trimestre de 2007, OPG a constaté une dépréciation de 10 millions de dollars dans les autres gains et pertes liée à la juste valeur marchande de son papier commercial adossé à des actifs (« PCAA ») de tiers.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, OPG a constaté une dépréciation des centrales alimentées au charbon de Thunder Bay et d'Atikokan de 22 millions de dollars, somme qui représente la valeur comptable ou la valeur comptable nette de ces centrales. OPG a testé la recouvrabilité de la valeur comptable des centrales alimentées au charbon en raison de changements de circonstances, qui comprenaient une diminution des tarifs du marché au comptant prévus de l'électricité en Ontario et la prolongation de la durée de vie des centrales alimentées au charbon. Il a été établi que les centrales alimentées au charbon de Thunder Bay et d'Atikokan n'auraient pas été en mesure de recouvrer leurs charges d'exploitation et leurs dépenses en immobilisations, ni leur valeur comptable, sur leur durée de service résiduelle. La dépréciation a été constatée dans les autres gains et pertes.

Les intérêts débiteurs, montant net, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 ont été de 143 millions de dollars comparativement à 193 millions de dollars en 2006, en baisse de 50 millions de dollars. La baisse des intérêts débiteurs, montant net, en 2007 est principalement attribuable au report des intérêts débiteurs lié au compte de report de remise en service de la centrale Pickering A, comme l'exige le règlement modifié en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario).

L'amortissement du compte de report de remise en service de la centrale Pickering A a augmenté de 71 millions de dollars au cours de 2007, par rapport à la même période de 2006, conformément à la méthode de recouvrement des coûts compris dans les prix réglementés.

Suivant la mise en application de la réglementation des tarifs, le 1er avril 2005, OPG a comptabilisé les impôts sur les bénéfices liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités selon la méthode des impôts exigibles. Selon cette méthode, les actifs et les passifs d'impôts futurs liés à ces secteurs ne sont pas constatés dans la mesure où ces impôts futurs devraient être récupérés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs imposés à la clientèle. Par conséquent, au cours de 2007 et de 2006 respectivement, OPG n'a pas constaté de charges d'impôts futurs de 127 millions de dollars et de 89 millions de dollars pour les secteurs à tarifs réglementés, ce qui aurait été le cas si OPG avait comptabilisé les impôts sur les bénéfices des secteurs réglementés selon la méthode axée sur le bilan.

Tarifs de vente moyens

Le tarif moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario et les tarifs de vente moyens d'OPG par secteur isolable, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus pour les exercices terminés les 31 décembre 2007 et 2006, se sont établis comme suit :

(¢/kWh)	**2007**	2006
Tarif horaire moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario	**5,1**	4,9
Production nucléaire réglementée	**4,9**	4,9
Production hydroélectrique réglementée[1]	**3,5**	3,5
Production hydroélectrique non réglementée[2]	**4,7**	4,6
Production d'origine fossile non réglementée[2]	**4,8**	4,8
Tarif de vente moyen d'OPG	**4,6**	4,6

1 La production d'électricité des centrales du secteur Production hydroélectrique réglementée a obtenu un prix fixe de 3,3 ¢/kWh pour les premiers 1 900 MWh de production pour toute heure, et le tarif du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario pour la production dépassant ce seuil.

2 Quatre-vingt-cinq pour cent de la production d'électricité des centrales non réglementées, excluant la centrale Lennox et d'autres volumes sous contrat, est assujettie à une limite de revenus. Au cours de la période allant du 1er avril 2005 au 30 avril 2006, la limite de revenus était fixée à 4,7 ¢/kWh. Le 1er mai 2006, la limite de revenus a été ramenée à 4,6 ¢/kWh, puis a augmenté à 4,7 ¢/kWh le 1er mai 2007.

Le prix horaire moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario a été de 5,1 ¢/kWh pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, comparativement à 4,9 ¢/kWh au cours de 2006. L'augmentation résulte surtout d'une baisse de la production des centrales nucléaires et hydroélectriques et de l'incidence d'une hausse de la demande primaire en Ontario, compensées en partie par un dollar canadien plus fort qui contribue à abaisser les tarifs du marché au comptant.

Le tarif de vente moyen d'OPG a été de 4,6 ¢/kWh au cours des exercices terminés les 31 décembre 2007 et 2006. L'incidence positive sur le tarif de vente moyen d'OPG d'une limite de revenus plus élevée de 4,7 ¢/kWh pour la production d'électricité non réglementée d'OPG, qui a commencé le 1er mai 2007, a été annulée en partie par une limite de revenus moins élevée de 4,6 ¢/kWh au cours de la période de janvier à avril 2007. Le 1er mai 2006, la limite de revenus a diminué pour s'établir à 4,6 ¢/kWh par rapport à la limite précédente de 4,7 ¢/kWh.

Du fait des tarifs réglementés et du rabais associé à la limite de revenus, le tarif de vente moyen d'OPG au cours de 2007 et de 2006 a été moins élevé que le tarif horaire moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario.

Production d'électricité

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, le total de la production d'électricité des centrales d'OPG s'est établi à 105,1 TWh, comparativement à 105,2 TWh en 2006.

La production d'électricité des centrales nucléaires d'OPG a été de 44,2 TWh en 2007 par rapport à 46,9 TWh en 2006. La baisse de 2,7 TWh est attribuable en partie à la fermeture des unités 1 et 4 à la centrale nucléaire Pickering A au cours de la période de juin à septembre à des fins de modification du système électrique d'appoint. L'unité 4 a été remise en service en octobre 2007. L'unité 1 a subi une interruption planifiée et a été remise en service au début de janvier 2008. En 2007, la production nucléaire a également subi l'incidence négative d'une prolongation, au premier trimestre de 2007, d'une interruption planifiée à la centrale nucléaire Pickering A en raison d'importants travaux de réparation requis à la suite d'une défaillance de composantes pendant l'inspection. De plus, la production nucléaire a diminué par suite d'une interruption non planifiée au premier trimestre de 2007 à la centrale nucléaire Pickering B. Cette interruption a été causée par la libération accidentelle de résine, par un tiers entrepreneur, de l'usine de traitement des eaux dans l'installation de déminéralisation d'eau, et les travaux de maintenance requis liés à la récupération de la résine.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, le volume des ventes d'électricité dans le secteur Production hydroélectrique réglementée a été de 18,1 TWh par rapport à 18,3 TWh en 2006. L'électricité produite par les installations hydroélectriques non réglementées a été de 13,8 TWh en 2007 par rapport à 15,0 TWh en 2006, un recul de 1,2 TWh. La baisse de l'électricité produite par les installations hydroélectriques réglementées et non réglementées en 2007 par rapport à 2006 résulte principalement d'une baisse des niveaux d'eau dans l'est de l'Ontario au cours du quatrième trimestre de 2007.

La production d'électricité des centrales à combustible fossile d'OPG en 2007 s'est établie à 29,0 TWh en regard de 25,0 TWh en 2006. L'augmentation est surtout attribuable à une baisse de la production aux centrales nucléaires et hydroélectriques d'OPG, et à une amélioration de la performance des centrales.

Les résultats d'exploitation d'OPG sont touchés par les variations de la demande résultant des fluctuations saisonnières des conditions climatiques. Le tableau qui suit présente une comparaison des degrés-jours de chauffage et de réfrigération pour les exercices terminés les 31 décembre :

	2007	2006
Degrés-jours de chauffage[1]		
Total pour l'exercice	**3 684**	3 346
Moyenne sur dix exercices	**3 601**	3 626
Degrés-jours de réfrigération[2]		
Total pour l'exercice	**454**	391
Moyenne sur dix exercices	**394**	372

1 Les degrés-jours de chauffage sont relevés les jours où la température moyenne est inférieure à 18 °C et représentent la somme des écarts entre la température moyenne et 18 °C pour chaque jour au cours de la période, mesurés à l'Aéroport international Pearson à Toronto, Ontario.

2 Les degrés-jours de réfrigération sont relevés les jours où la température moyenne est supérieure à 18 °C et représentent la somme des écarts entre la température moyenne et 18 °C pour chaque jour au cours de la période, mesurés à l'Aéroport international Pearson à Toronto, Ontario.

Les degrés-jours de chauffage pour 2007 ont augmenté considérablement par rapport à 2006 en raison surtout de la température qui a été plus basse au premier et au quatrième trimestres de 2007 par rapport aux trimestres correspondants de 2006. Les degrés-jours de réfrigération pour 2007 ont augmenté par rapport à 2006 en raison de la température qui a été plus élevée que la moyenne et plus élevée qu'en 2006. La demande primaire d'électricité en Ontario a été respectivement de 152,2 TWh et 151,1 TWh en 2007 et en 2006.

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie d'exploitation pour 2007 se sont établis à 407 millions de dollars en regard de 397 millions de dollars en 2006. La hausse des flux de trésorerie est surtout attribuable à la baisse des paiements relatifs au rabais associé à la limite de revenus, à l'augmentation des revenus de production autres que d'électricité et à la hausse du remboursement par les Fonds nucléaires de dépenses associées au stockage sécuritaire des unités 2 et 3 de la centrale nucléaire Pickering A. La hausse des flux de trésorerie a été annulée en partie par une contribution non récurrente de 334 millions de dollars au Fonds de combustible irradié, comme l'exige l'ONFA, une augmentation des charges d'exploitation et de maintenance et une diminution des encaissements provenant des ventes d'électricité. La baisse des paiements relatifs au rabais associé à la limite de revenus pour 2007 en regard de 2006 résulte d'un paiement de 739 millions de dollars fait au deuxième trimestre de 2006 pour la période du 1er avril 2005 au 31 décembre 2005. Les paiements relatifs au rabais associé à la limite de revenus sont maintenant effectués tous les trimestres.

Faits nouveaux

Décisions de la Commission de l'énergie de l'Ontario

En février 2008, la CEO a tenu une audience afin d'examiner la demande d'OPG voulant que les paiements pour ses installations réglementées soient déclarés provisoires, avec prise d'effet le 1er avril 2008, et la demande d'OPG relative à une hausse provisoire des paiements. La CEO a acquiescé à la demande d'OPG voulant que les paiements soient déclarés provisoires, à compter du 1er avril 2008. Grâce à cette décision, OPG a la possibilité de recouvrer la différence entre les paiements finaux approuvés par la CEO et les paiements actuels, pour la période allant du 1er avril 2008 à la date de l'ordonnance finale de la CEO. La décision relative au recouvrement rétrospectif sera rendue par la CEO dans le cadre de l'ordonnance sur les paiements finaux. La CEO n'a pas approuvé de hausse provisoire des paiements, et a indiqué que si un rajustement pour recouvrement rétrospectif était nécessaire, il pourrait être effectué de manière prospective en étalant l'incidence du rajustement sur une période donnée une fois l'ordonnance finale rendue. Standard & Poor's Rating Services a indiqué que la notation d'OPG ne serait pas touchée par la décision de la CEO relative à une hausse provisoire des paiements.

Investissements dans du papier commercial adossé à des actifs

En août 2007, un certain nombre de fiducies canadiennes administrées par des tiers, à titre d'émetteurs de PCAA, ont eu de la difficulté à accéder aux liquidités requises pour rembourser le PCAA venant à échéance. L'exposition initiale d'OPG à du PCAA de tiers s'élevait à 103 millions de dollars. De ce montant, 45 millions de dollars étaient constitués de billets détenus auprès de Skeena Capital Trust (« Skeena »). En décembre 2007, OPG a reçu un paiement d'environ 44 millions de dollars à l'égard de ces billets et a constaté

une dépréciation de 1 million de dollars. Le montant du règlement représentait 98,65 % de l'investissement initial, y compris l'intérêt jusqu'à la date d'échéance.

Suivant le règlement des placements dans Skeena, le PCAA de tiers d'OPG a été réduit à 58 millions de dollars. Le 23 décembre 2007, un plan de restructuration a été annoncé pour les fiducies de PCAA de tiers restantes. Des renseignements sur le plan de restructuration de ces fiducies sont attendus en mars 2008. Le plan de restructuration doit obtenir l'approbation des détenteurs d'au moins 66 ⅔ % de la valeur des titres des fiducies.

OPG a effectué une évaluation au 31 décembre 2007 afin d'estimer le montant de toute dépréciation, en tenant compte de l'information limitée disponible. Dans le cadre de l'évaluation, OPG a examiné la probabilité que la restructuration soit réalisée en se fondant sur la proposition actuelle annoncée le 23 décembre 2007. OPG a utilisé un modèle de flux de trésorerie s'appuyant sur des pondérations probabilistes pour déterminer la juste valeur de son PCAA de tiers. Étant donné que la majeure partie du PCAA restant d'OPG est constituée d'une combinaison d'actifs traditionnels et synthétiques tels que des titres adossés à des créances avec flux groupés, la recouvrabilité a été estimée à 85 %. Une quantité négligeable du PCAA restant d'OPG est constituée d'actifs non admissibles, c'est-à-dire dont les actifs sous-jacents ou les garanties fournies s'appuient sur des actifs à risque aux États-Unis. La recouvrabilité de ces actifs non admissibles a été estimée à 70 %. OPG a également examiné d'autres méthodes d'évaluation de la juste valeur des placements. Par suite de son analyse, OPG a constaté une dépréciation de 9 millions de dollars à l'égard du PCAA restant de 58 millions de dollars, sans compter la perte de 1 million de dollars liée aux placements dans Skeena. La dépréciation a été constatée dans les autres gains et pertes.

OPG a examiné le classement de son PCAA de tiers et a déterminé qu'un classement à long terme était approprié, compte tenu de l'information sur le plan de la restructuration disponible. OPG continuera de surveiller la situation relativement au PCAA et d'évaluer sa situation.

OPG dispose de facilités de crédit suffisantes pour satisfaire à ses obligations financières et respecter ses échéances, et ne prévoit pas que le problème de liquidité actuel relatif au PCAA de tiers aura une incidence défavorable importante sur ses activités.

Plan sur les changements climatiques

En juin 2007, la Province s'est fixé des objectifs ambitieux de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le cadre de son plan sur les changements climatiques. Parmi les autres initiatives, le plan vise une réduction des gaz à effet de serre à 6 % sous les niveaux de 1990 d'ici 2014. En août 2007, la Province a mis au point un règlement dans lequel elle s'engage à mettre fin à l'utilisation du charbon pour produire de l'électricité aux centrales alimentées au charbon d'OPG d'ici le 31 décembre 2014.

En avril 2007, le gouvernement fédéral a également annoncé son intention de réduire les émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques par rapport aux niveaux de 2006. Selon la proposition du gouvernement fédéral, OPG serait tenue de réduire ses niveaux d'émissions de gaz à effet de serre dans ses centrales à combustible fossile, par rapport aux niveaux de 2006, de 18 % en 2010, et possiblement de 28 % d'ici 2015. Le gouvernement fédéral a reporté la réglementation sur les polluants atmosphériques au printemps de 2008, et prévoit que le cadre réglementaire sur les gaz à effet de serre sera prêt d'ici la fin de 2008.

Centrale Lennox

La centrale Lennox a mené ses activités en vertu d'un contrat de fiabilité impérative approuvé par la CEO pour la période du 1er octobre 2006 au 30 septembre 2007. La SIERÉ a conclu que les quatre unités de la centrale Lennox continuent d'être nécessaires à des fins de fiabilité, et a recommandé qu'un contrat de fiabilité impérative soit conclu pour les quatre unités pour la période du 1er octobre 2007 au 30 septembre 2008. Un contrat de fiabilité impérative avec la SIERÉ pour la période du 1er octobre 2007 au 30 septembre 2008 a été approuvé par la CEO en décembre 2007.

Vision, activités de base et stratégie

Le mandat d'OPG est de produire de l'électricité de façon rentable au moyen de ses actifs de production diversifiés, en exerçant ses activités de façon sécuritaire, ouverte et responsable sur le plan environnemental. Pour réaliser son mandat, OPG axe ses efforts sur quatre stratégies d'affaires : améliorer le rendement de ses actifs de production, augmenter sa capacité de production, assurer sa viabilité financière et atteindre l'excellence en matière de gouvernance d'entreprise, de sécurité, de responsabilité sociale, d'engagement social et de gérance environnementale.

Améliorer le rendement des actifs de production

Actifs de production nucléaire

L'objectif stratégique d'OPG en ce qui a trait à ses actifs de production nucléaire est d'exploiter les centrales nucléaires Darlington et Pickering A et B de manière sécuritaire, efficace et rentable, tout en procédant à des investissements prudents pour en améliorer la fiabilité et le rendement d'exploitation. Afin d'atteindre cet objectif, des programmes et des projets ont été mis en œuvre afin de continuer à : améliorer la performance en matière de sécurité; réduire les interruptions de production en améliorant la fiabilité de l'équipement; accroître la production par une meilleure planification et exécution des interruptions de maintenance; atténuer les risques technologiques au moyen de programmes d'inspection et de vérification complets; et régler les problèmes de ressources humaines et démographiques à plus long terme. Ces initiatives, conjuguées à des efforts continus de contrôle des coûts, devraient entraîner une baisse des coûts énergétiques des unités de production.

La sécurité nucléaire est une composante majeure des dépenses de maintenance. Les programmes de vérification et d'inspection nucléaire sont régis dans une large mesure par des exigences de maintenance visant à assurer que l'équipement est en état de fonctionner et donne le rendement escompté. OPG peut ainsi répondre aux exigences réglementaires voulant que les centrales fonctionnent en toute sécurité et que la sécurité nucléaire ne soit pas compromise.

OPG est actuellement en voie de délaisser les programmes de maintenance conçus pour améliorer l'état de l'équipement au profit de projets visant à améliorer la fiabilité de la production et la prévisibilité de la performance. OPG compte mener d'importants travaux de maintenance au cours des trois prochaines années, y compris des interruptions aux bâtiments sous vide des centrales Darlington et Pickering. De plus, des travaux de maintenance permanents, y compris l'inspection et le nettoyage des générateurs de vapeur et l'entretien des pompes, soupapes et autres équipements ou composantes, se poursuivront conformément aux plans de travaux de maintenance prévus au cours du cycle de vie des centrales.

OPG s'efforce de réduire les retards de maintenance afin d'améliorer la fiabilité de l'équipement. Le projet visant à réduire les retards de maintenance corrective aux niveaux de l'industrie a été une réussite en 2007. De plus, avant la fin de l'exercice, les centrales Darlington et Pickering A avaient réussi à réduire de façon marquée les retards de maintenance optionnelle par rapport à 2006.

OPG s'efforce constamment de réduire le nombre et la durée des interruptions planifiées afin d'accroître le temps de production. Le calendrier des interruptions planifiées à la centrale Darlington est passé d'un cycle de deux ans à un cycle de trois ans. Les centrales Pickering continuent d'observer un cycle de deux ans pour les interruptions planifiées. La réduction de la durée ciblée des interruptions aux centrales nucléaires reflète les programmes permanents et nouveaux visant à améliorer la planification, l'exécution, la surveillance et la communication de l'information relative aux travaux menés pendant les interruptions.

En 2007, OPG a également mis sur pied des programmes d'embauche et de formation dans le but d'améliorer le rendement des employés et de promouvoir le développement du leadership, et de s'attaquer aux questions touchant la démographie et le développement.

Projet de stockage sécuritaire des unités 2 et 3 de Pickering

La décision d'OPG de 2005 selon laquelle la remise en service des unités 2 et 3 à la centrale nucléaire Pickering A ne pouvait être justifiée sur le plan commercial a donné lieu à un projet visant le stockage sécuritaire de ces unités pendant la durée de vie résiduelle de la centrale et pendant une période additionnelle de 30 ans avant son démantèlement. Le projet consiste notamment à isoler les unités 2 et 3 du reste de la centrale, à modifier la conception de la salle de contrôle des deux unités d'exploitation restantes, et à assécher et vidanger les unités.

Le coût du projet était estimé initialement à environ 270 millions de dollars, et son achèvement était prévu pour 2009. Au troisième trimestre de 2007, la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN ») a conclu qu'une évaluation environnementale était nécessaire pour certaines parties du projet de stockage sécuritaire des unités 2 et 3. Par conséquent, certains travaux planifiés ont été suspendus en attendant que l'évaluation environnementale soit terminée. On estime qu'en raison de l'exigence relative à l'évaluation environnementale, le projet sera retardé d'environ 14 mois. Les coûts de l'ensemble du projet augmenteront d'environ 40 millions de dollars, incluant les coûts de surveillance continue des unités dans leur état actuel.

Projets de remise à neuf

Les travaux liés à l'étude de faisabilité portant sur la remise à neuf de la centrale nucléaire Pickering B vont bon train. Ce travail comprend une évaluation de l'état de la centrale, une évaluation environnementale et un examen intégré de la sûreté. Le travail entourant l'évaluation environnementale et l'examen intégré de sûreté se poursuit, et l'échéancier requis pour définir la portée du projet de remise à neuf et effectuer une évaluation exhaustive a été repoussé. Ainsi, OPG compte faire une recommandation concernant la faisabilité de ce projet à son conseil d'administration au début de 2009.

OPG compte entreprendre une étude de faisabilité sur la remise à neuf de la centrale nucléaire Darlington à compter de 2008.

Actifs de production hydroélectrique

L'objectif stratégique d'OPG relativement à ses actifs de production hydroélectrique est d'améliorer la production de manière rentable et efficiente. Des programmes et des projets ont été entrepris afin de remplacer l'équipement désuet comme les turbines, les générateurs et les transformateurs. OPG compte accroître la capacité des centrales existantes de 53 MW au cours des cinq prochaines années en remplaçant les roues de turbines par de l'équipement plus performant. Le remplacement de l'équipement de contrôle améliorera également l'efficience et permettra de satisfaire aux exigences d'acheminement sur le marché. Les structures civiles désuètes seront réparées, remises en état ou remplacées. Les actifs de production hydroélectrique ont atteint une disponibilité de 94 % en 2007, soit la meilleure performance en 23 ans. OPG entend maintenir des niveaux de fiabilité élevés, tels qu'ils sont mesurés par les facteurs de disponibilité, de plus de 90 %, et un taux d'indisponibilité fortuite équivalente de moins de 2 %.

Le secteur Production hydroélectrique renforce ses liens avec les Premières nations et les collectivités locales. En 2007, quelques cérémonies visant à souligner le règlement de griefs historiques ont eu lieu avec les Premières nations.

OPG s'attaque aux problèmes démographiques auxquels est confronté son secteur Production hydroélectrique en formant du personnel pour assumer de nouveaux rôles et en embauchant du nouveau personnel. OPG initie les nouveaux employés aux pratiques de travail sécuritaires et les aide à acquérir des compétences techniques afin d'assurer l'amélioration continue du rendement.

Actifs de production d'origine fossile

L'objectif stratégique d'OPG en ce qui a trait à ses actifs d'origine fossile est de maintenir la capacité de production de ses centrales alimentées au charbon aussi longtemps que nécessaire, tout en continuant de les exploiter dans le respect de toutes les lois environnementales et des règlements sur les émissions applicables. Les centrales à combustible fossile d'OPG fonctionnent en tant qu'installations à capacité intermédiaire et de pointe, ce qui donne lieu à des démarrages et à des arrêts fréquents des unités. Des programmes de maintenance ont été mis en œuvre pour atténuer les incidences défavorables de ces démarrages et arrêts sur l'équipement.

La fiabilité des centrales à combustible fossile d'OPG a continué de s'améliorer. Au cours de 2007, la fiabilité de ses centrales à combustible fossile, mesurée par les taux d'indisponibilité fortuite équivalente, a été la meilleure depuis 2000. Ce niveau de fiabilité devrait se maintenir au cours des prochaines années. L'amélioration de la fiabilité en 2007 est attribuable également à une baisse des travaux de maintenance corrective, qui a eu une incidence positive sur les charges de maintenance.

Le secteur Production d'origine fossile non réglementée d'OPG compte plus de 1 500 employés. Au cours des deux dernières années, environ 20 % des employés ont été remplacés afin de contrer les effets d'un effectif vieillissant. La plupart des nouveaux employés ont été recrutés à l'extérieur. OPG offre une formation technique à l'interne afin d'assister les employés dans leurs nouveaux rôles et dans l'adoption de pratiques de travail sécuritaires.

La poursuite de programmes de maintenance, de recrutement et de protection de l'environnement permettra de continuer à exploiter les centrales alimentées au charbon aussi longtemps que nécessaire.

Augmenter la capacité de production d'OPG

La stratégie d'OPG relativement à l'augmentation de sa capacité de production est d'étendre, de développer et d'améliorer sa capacité de production hydroélectrique en agrandissant et en réaménageant ses sites existants, et en poursuivant de nouveaux projets lorsque cela est possible. En outre, OPG, en consultation avec son actionnaire, compte explorer et développer, là où il est possible de le faire, des occasions de production d'origine gazière et nucléaire en Ontario. OPG fera de tels investissements seule ou en partenariat. OPG participe actuellement aux projets de production d'origine hydroélectrique, gazière et nucléaire qui suivent.

Tunnel de Niagara

Le projet du tunnel de Niagara augmentera la quantité d'eau s'écoulant dans les turbines existantes des centrales Sir Adam Beck d'OPG à Niagara Falls, permettant aux centrales d'utiliser l'eau plus efficacement. À l'achèvement du tunnel de 10,4 km, la production annuelle moyenne des centrales Sir Adam Beck devrait augmenter d'environ 1,6 TWh.

Au 31 décembre 2007, le tunnelier avait parcouru 1 609 mètres. La progression du tunnelier par le concepteur-constructeur dans une formation rocheuse fracturée a été plus lente que prévu. Le calendrier des travaux continuera de créer beaucoup d'incertitudes tant que le tunnelier n'aura pas dépassé la gorge Saint-David, à environ 2 300 mètres, et que sa performance ne sera pas constante.

De par la structure du contrat, tout retard dans l'avancement des travaux incombe à l'entrepreneur, et celui-ci pourrait être tenu de verser des dommages-intérêts liquidés s'il ne respecte pas la date de mise en service prévue au contrat.

Selon l'information fournie par l'entrepreneur, la date de mise en service du tunnel sera repoussée. Pour réduire au minimum les retards sur le calendrier, l'entrepreneur examine différentes avenues, dont le réalignement du tunnel. La date de mise en service estimative dépendra de la solution choisie par l'entrepreneur. Le calendrier continuera d'engendrer de l'incertitude quelle que soit la solution envisagée par l'entrepreneur tant que le tunnelier n'aura pas dépassé la gorge Saint-David.

Il est possible qu'un retard dans l'avancement des travaux ait une incidence sur les coûts du projet. Estimés à 985 millions de dollars, les coûts du projet seront révisés en même temps que les modifications au calendrier de réalisation du projet et que les conditions réelles du sous-sol par rapport aux conditions anticipées dans le cadre du contrat de conception-construction.

Les dépenses en immobilisations du projet pour 2007 se sont établies à 60 millions de dollars et les dépenses en immobilisations à ce jour, à 303 millions de dollars. Le projet est financé par emprunt par l'intermédiaire de la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIÉO »).

Lac Seul

OPG est en voie de construire une nouvelle centrale hydroélectrique de 12,5 MW sur la rivière English. La nouvelle centrale du Lac Seul utilisera une grande partie du déversement provenant actuellement de la centrale existante Ear Falls, ce qui augmentera donc l'efficience, la capacité et la production d'énergie globale de cet emplacement. Un contrat de conception-construction a été octroyé, et la construction a commencé au premier trimestre de 2006. Selon le calendrier initial de l'entrepreneur, le projet devait être terminé en vue d'une mise en service au quatrième trimestre de 2007. Cependant, l'entrepreneur a informé OPG que la mise en service de la centrale était maintenant fixée au troisième trimestre de 2008. Les retards sont dus à divers problèmes, dont le remplacement à deux reprises du sous-traitant principal.

Le contrat de conception-construction prévoit le versement de dommages-intérêts liquidés afin d'atténuer, entre autres choses, l'incidence de tout retard dans la réalisation du projet. OPG retranche les dommages-intérêts liquidés applicables du montant à payer à l'entrepreneur pour le retard de mise en service.

À la fin de 2007, les travaux de construction de la centrale étaient pratiquement terminés. Les composantes de la turbine et du générateur ont été installées, et l'alignement des unités a commencé. L'installation des équipements techniques, des installations auxiliaires et des systèmes de chauffage et d'éclairage est pour l'essentiel terminée. Les travaux de bétonnage au point de prise se poursuivent. Les dépenses à ce jour s'élèvent à 41 millions de dollars. Le coût total du projet devrait s'établir à 47 millions de dollars. Le projet est financé par la SFIÉO.

Rivière Lower Mattagami

En mai 2006, OPG a présenté des options de développement à la Province destinées à augmenter la capacité de production de quatre centrales hydroélectriques sur la rivière Lower Mattagami. La capacité additionnelle liée à ces options va d'environ 140 MW à 450 MW. Le ministère de l'Énergie a par la suite enjoint OPG de procéder à la phase de définition d'un ajout de 450 MW comprenant le remplacement de la centrale Smoky Falls et l'agrandissement des centrales Little Long, Harmon et Kipling, toutes situées sur la rivière Lower Mattagami.

Par suite de discussions avec l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (« ACEE »), il a été établi qu'un processus d'étude exhaustif devait être suivi en vertu des règlements de l'ACEE. Un document d'orientation relatif à ce processus se trouve sur le site Web de l'ACEE aux fins de consultation publique.

OPG est engagée dans des consultations avec des intervenants des Premières nations concernant un accord visant à régler des griefs historiques et à établir de nouvelles relations commerciales.

Petits projets hydroélectriques

En décembre 2007, le conseil d'administration d'OPG a approuvé la remise en valeur de quatre centrales hydroélectriques existantes qui en sont à la fin de leur vie utile et qui autrement auraient été mises hors service dans un avenir prochain. Trois de ces centrales se trouvent sur la Rivière Upper Mattagami (Wawaitin, Sandy Falls et Lower Sturgeon), et la quatrième (Hound Chute) est située sur la Rivière Montreal. En raison de leur taille similaire et de leur proximité géographique, les projets de remise en valeur sont regroupés sous un même projet faisant l'objet d'un seul contrat de conception-construction. À la fin du projet, la puissance installée totale des quatre centrales augmentera, passant de 23 MW à 44 MW, ce qui

fera passer l'énergie produite annuellement de 134 gigawattheures (« GWh ») à 223 GWh. Le coût total approuvé du projet est d'environ 300 millions de dollars, et il devrait être terminé au deuxième trimestre de 2011. Le projet devrait être financé par des tiers.

En décembre 2007, OPG a entrepris des travaux d'agrandissement de 6,4 MW de la centrale existante Healy Falls sur la voie navigable Trent-Severn qui accroîtront de 25 GWh la production énergétique annuelle. Le coût total approuvé du projet est de 22 millions de dollars et il devrait être terminé au milieu de 2010.

Directive relative aux projets hydroélectriques
Le 20 décembre 2007, le ministère de l'Énergie a émis une directive à l'OEO portant sur la négociation d'une HESA avec OPG pour les projets de mise en valeur hydroélectrique suivants : Lac Seul, Upper Mattagami, Hound Chute, Healey Falls et Lower Mattagami. L'examen final de la HESA de Lac Seul s'est achevé en janvier 2008, et l'entente a été exécutée. La directive indiquait que la négociation et l'exécution des ententes restantes devaient être terminées dans la première moitié de 2008.

Portlands Energy Centre
OPG a conclu un partenariat avec TransCanada Energy Ltd., par l'entremise de Portlands Energy Centre L.P. (« PEC »), afin de poursuivre les travaux de mise en valeur d'une centrale alimentée au gaz de 550 MW, à cycle combiné, sur le site de l'ancienne centrale R.L. Hearn, près du centre-ville de Toronto. OPG détient une participation de 50 % dans la coentreprise.

Les travaux de construction de la centrale ont commencé en 2006 et elle devrait être en service en mode de cycle simple avec une capacité maximale de 340 MW d'ici le 1er juin 2008. Le mode de cycle simple ne sera utilisé qu'au besoin durant l'été de 2008, après quoi la centrale sera mise hors service afin de terminer les travaux de construction liés au mode de cycle combiné. En 2007, les travaux ont bien progressé avec la construction d'une bonne partie du bâtiment des pompes, l'assemblage des transformateurs élévateurs de tension du générateur, la construction de la structure d'acier du bâtiment abritant le compresseur de gaz et l'achèvement de la base de la turbogénératrice à vapeur.

La centrale devrait être achevée et entièrement opérationnelle au deuxième trimestre de 2009, avec une capacité de production pouvant atteindre 550 MW en mode de cycle combiné. Les coûts du projet devraient se situer dans les limites du budget approuvé, soit 730 millions de dollars, excluant les intérêts capitalisés. Une part importante de ce coût en capital se rapporte à un contrat de conception-achat-construction visant la construction de la centrale.

La quote-part d'OPG des dépenses en immobilisations pour 2007 est de 176 millions de dollars. La quote-part d'OPG des dépenses en immobilisations à ce jour est de 273 millions de dollars. La quote-part d'OPG du projet est financée par emprunt par l'intermédiaire de la SFIÉO.

Site Lakeview
OPG poursuit le déclassement et la démolition de la centrale alimentée au charbon Lakeview, ayant fermé la centrale en 2005 après plus de 40 ans de service. OPG examine la possibilité d'aménager une centrale alimentée au gaz naturel sur le site. La construction d'une nouvelle centrale ne débutera qu'après l'obtention des approbations requises et la conclusion d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre.

Nouvelles unités de production nucléaire
Comme le lui a ordonné le ministère de l'Énergie en juin 2006, OPG a entamé un processus d'approbations fédérales en septembre 2006 en déposant auprès de la CCSN une demande de permis visant la préparation d'un emplacement pour de nouvelles unités de production sur le site de la centrale nucléaire Darlington.

Au cours du premier trimestre de 2007, OPG a entrepris des projets dans le cadre d'une évaluation environnementale visant la construction de nouvelles unités de production à la centrale nucléaire Darlington dont des études ayant trait à la géologie, à la distribution et aux déplacements des eaux souterraines et de la couche aquifère, à l'archéologie et aux systèmes terrestres. Au cours du deuxième trimestre de 2007, OPG a procédé à la deuxième étape du processus d'approbations fédérales en déposant une description de projet que la CCSN utilisera pour déterminer le type d'évaluation environnementale qui sera requise.

En janvier 2008, la CCSN a recommandé au ministre fédéral de l'Environnement que le projet soit soumis à l'examen d'un groupe d'experts, soit le niveau d'examen le plus élevé en vertu de la loi actuelle. On attend la décision du ministre sur la recommandation. Le travail de planification des nouvelles unités de production à la centrale nucléaire Darlington d'OPG se poursuit.

OPG et Bruce Power ont entrepris conjointement d'évaluer les technologies nucléaires qui pourraient être mises en œuvre en Ontario. Les technologies faisant l'objet de cette évaluation comprennent des technologies existantes, évolutives et de conception nouvelle. Avec cette évaluation, la Province aura ainsi le point de vue d'un producteur d'électricité dont elle pourra tenir compte dans son examen des technologies de réacteurs nucléaires.

Viabilité financière
En ce qui a trait aux objectifs financiers stratégiques d'OPG, son mandat, comme elle en a convenu avec son actionnaire, énonce qu'à titre de société établie en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) chargée d'un mandat commercial, OPG exercera ses activités en vue du maintien de sa viabilité financière et préservera la valeur de ses actifs pour son actionnaire, la Province. De plus, pour faciliter la transition vers un modèle de viabilité financière, tout nouveau projet de production important approuvé par le conseil d'administration d'OPG et convenu ou ordonné par l'actionnaire pourra bénéficier d'un soutien financier de la Province, le cas échéant, au gré de la Province.

À titre d'entreprise commerciale, OPG a comme priorité financière de réaliser un rendement financier durable. Cette priorité repose sur les objectifs suivants : réaliser un rendement approprié des actifs réglementés d'OPG; recevoir un traitement équitable pour la production provenant d'actifs non réglementés; déceler et saisir les occasions d'amélioration de l'efficience; et s'assurer que des fonds suffisants sont disponibles pour atteindre les objectifs stratégiques d'OPG en matière d'amélioration du rendement de ses actifs de production et d'augmentation de sa capacité de production. OPG a mis en œuvre un certain nombre de stratégies pour réaliser un rendement financier durable.

La capacité d'OPG d'augmenter ses revenus est restreinte, puisqu'elle reçoit des prix réglementés pour l'électricité produite par ses centrales nucléaires et la plupart de ses centrales hydroélectriques de base. Face à cette contrainte, OPG a déposé en novembre 2007 une demande auprès de la CEO portant sur

de nouveaux paiements pour ses installations réglementées avec prise d'effet le 1er avril 2008, pour une période de 21 mois. OPG cherchera à obtenir un taux de rendement à la mesure du type et de la portée des risques commerciaux associés à l'exploitation fiable et à l'augmentation responsable de la production de ses actifs réglementés. OPG est également assujettie à une limite de revenus applicable à la majeure partie de la production de ses autres actifs. Cette limite a été établie en avril 2006 et prendra fin le 30 avril 2009.

OPG s'efforce de mettre en œuvre des mesures de gestion des coûts efficaces visant à déceler et à saisir les occasions d'améliorer l'efficience. En 2007, OPG a entrepris d'examiner les activités de ses fonctions de soutien afin d'optimiser au maximum la gestion des ressources disponibles.

Dans la mesure où des fonds additionnels, autres que ceux provenant de l'exploitation, sont nécessaires, OPG cherche à s'entendre avec son actionnaire sur des options qui lui assureraient de disposer de sources de financement appropriées pour financer ses besoins d'exploitation continus et ses projets d'aménagement de nouvelles installations de production. OPG continuera de rechercher des occasions de diversifier ses sources de financement et d'accroître son accès à des capitaux qu'elle pourra rentabiliser. En s'assurant un accès à du financement rentable et en maintenant des notes de crédit de première qualité, OPG conservera son statut de placement commercial viable à long terme.

Excellence en matière de gouvernance d'entreprise, de sécurité, de responsabilité sociale, d'engagement social et de gérance environnementale

Un autre objectif stratégique d'OPG est d'exercer ses activités conformément aux normes d'affaires les plus élevées qui soient, y compris, sans toutefois s'y limiter, en matière de gouvernance d'entreprise, de sécurité et de développement durable.

Gouvernance d'entreprise

La stratégie d'OPG en matière de gouvernance d'entreprise consiste à améliorer sans cesse les politiques et les procédures utilisées pour gérer la Société. OPG continue de mettre en œuvre des mesures conformes aux exigences réglementaires de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario (« CVMO ») afin d'améliorer ses pratiques de gouvernance d'entreprise. La structure de gouvernance d'entreprise d'OPG est décrite à la section *Gouvernance d'entreprise*.

Le conseil d'administration d'OPG est constitué d'une majorité d'administrateurs indépendants ayant de solides compétences en gestion et en restructuration de grandes entreprises, en gestion et en exploitation de centrales nucléaires, en gestion de sociétés hautement capitalistiques, et en surveillance des relations avec les organismes de réglementation, les gouvernements et le grand public. Le conseil d'administration a établi divers comités qui devront se pencher sur des questions cruciales pour la réussite de la Société. Le conseil d'administration élabore des principes de gouvernance pour OPG qui sont conformes aux normes élevées de gouvernance d'entreprise et procède chaque année à un examen du système de gouvernance d'entreprise d'OPG dans le but de préserver ces normes élevées.

Sécurité

OPG s'engage à atteindre l'excellence en matière de sécurité du personnel et du public par l'amélioration continue de ses systèmes de gestion de la sécurité et de ses programmes de contrôle des risques, et par l'engagement de la Société à atteindre l'objectif de zéro blessure au travail. La surveillance et la communication continues fournissent à la direction de l'information sur l'efficacité des mesures de gestion de la sécurité, sur la conformité aux exigences juridiques et de l'entreprise et sur l'évolution de la performance en matière de sécurité. Les activités de surveillance comprennent les vérifications internes et externes des systèmes de gestion de la sécurité, les vérifications des codes de protection du travail et certaines évaluations des risques en matière de sécurité opérationnelle. OPG dispose aussi d'un système rigoureux de gestion des incidents, qui exige que tous les incidents, y compris les accidents évités de justesse, soient communiqués et fassent l'objet d'une enquête, le cas échéant, et que des plans de mesures correctives soient élaborés afin d'éviter qu'ils ne se répètent.

La culture de la sécurité d'OPG se fonde sur la conviction qu'il est possible d'éliminer complètement les blessures. Cette culture s'appuie sur des initiatives qui abordent des questions de sécurité touchant particulièrement les jeunes et nouveaux employés. Aussi, un programme de gestion à l'intention des entrepreneurs assure que ces derniers contribuent à la solide culture de sécurité d'OPG et maintiennent un niveau de sécurité équivalant à celui des employés d'OPG.

OPG mesure sa performance en matière de sécurité principalement au moyen de deux indicateurs, soit le taux de gravité des accidents et le taux d'accidents avec blessures. Le taux de gravité des accidents est une mesure qui correspond au nombre de jours perdus en raison de blessures. En 2007, OPG a enregistré 1,56 jour perdu par 200 000 heures travaillées comparativement à 5,87 en 2006. Le taux d'accidents avec blessures donne une mesure de la fréquence des blessures entraînant un arrêt de travail ou nécessitant des soins médicaux. En 2007, OPG a relevé 1,12 blessure par 200 000 heures travaillées comparativement à 1,30 en 2006. Le taux de gravité des accidents et le taux d'accidents avec blessures de 2007 d'OPG se sont considérablement améliorés par rapport à 2006, et ce sont les meilleurs résultats jamais atteints par la Société depuis sa création en 1999. Cette amélioration peut être attribuable à un leadership actif et à un engagement envers la sécurité, à une solide culture de la sécurité où les employés assument personnellement la responsabilité de la sécurité, à des systèmes de gestion de la sécurité efficaces reposant sur des stratégies ciblées d'atténuation des risques, et à de solides stratégies de retour au travail pour les travailleurs blessés.

La performance en matière de sécurité dans les centrales nucléaires d'OPG s'est améliorée en 2007. La centrale Pickering A a enregistré deux millions d'heures de travail sans accident avec arrêt de travail; pour les centrales Pickering B et Darlington, ce chiffre dépasse trois millions.

En 2007, le secteur Production hydroélectrique a atteint deux ans sans accident avec arrêt de travail. Certaines centrales hydroélectriques ont franchi des étapes importantes en matière de sécurité, quelques-unes ayant même dépassé le cap des dix ans sans accident avec arrêt de travail.

Le secteur Production d'origine fossile a connu une performance exceptionnelle en matière de sécurité en 2007. Certaines centrales ont franchi des étapes importantes sur le plan de la sécurité, dont la centrale de Thunder Bay qui affiche dix années sans accident avec arrêt de travail, et la centrale Lennox qui en compte cinq.

Un engagement à l'égard de la sécurité publique est aussi un aspect important de l'exploitation des centrales d'OPG. OPG travaille à sensibiliser davantage la population aux dangers que présentent les barrages, les centrales hydroélectriques et les voies navigables à proximité. Un examen indépendant des systèmes de sécurité

publique de la Société a été mené par une commission d'experts internationaux qui en est arrivé à la conclusion que les pratiques d'OPG, par rapport à celles d'autres régions dans le monde, sont un modèle pour d'autres sociétés hydroélectriques et propriétaires de barrages.

Développement durable

Pour OPG, l'amélioration continue constitue un élément clé de sa performance en matière de développement durable, tant au chapitre de la gérance environnementale que de la responsabilité sociale. Cet engagement s'appuie sur le protocole d'accord entre le gouvernement provincial et OPG, donnant à OPG le mandat d'exercer ses activités dans le respect des normes d'affaires les plus élevées en matière de gérance environnementale, de responsabilité sociale et d'engagement social.

Gérance environnementale

La politique environnementale d'OPG prévoit que « OPG s'efforcera d'améliorer continuellement sa performance sur le plan environnemental ». Cette politique renforce l'engagement d'OPG de respecter toutes les exigences juridiques et les engagements volontaires, dans le but de surpasser ces normes lorsqu'il est approprié et possible de le faire. D'autres objectifs comprennent l'intégration de facteurs environnementaux dans la planification des activités et la prise de décisions, de même que le maintien de systèmes de gestion environnementale.

Pour atteindre l'objectif d'amélioration continue au chapitre de sa performance environnementale, OPG se fixe chaque année des objectifs clés qu'elle suit et gère au moyen du système de gestion environnementale ISO 14001 (2004). Ces efforts sont étayés par un régime incitatif qui récompense chaque année les dirigeants qui ont atteint ou dépassé les objectifs en matière d'environnement fixés par la Société. Des objectifs sont fixés pour un large éventail d'indicateurs environnementaux comme les déversements, les émissions atmosphériques d'oxyde d'azote (« NO_x ») et d'anhydride sulfureux (« SO_2 »), les infractions aux règlements, les améliorations en matière d'efficacité énergétique et les réductions des déchets produits.

Pour améliorer encore davantage ses résultats au chapitre des émissions de gaz à effet de serre, OPG a lancé son plan de gestion des gaz à effet de serre en 2007. Le plan vise à améliorer l'efficacité énergétique des installations d'OPG, à promouvoir l'utilisation de biocombustibles au lieu du charbon, à mener des recherches sur l'incidence des changements climatiques sur les activités d'OPG, à encourager la plantation d'arbres au moyen d'un vaste programme de biodiversité et à mettre sur pied un programme de sensibilisation à l'intention des employés.

OPG gère les émissions de SO_2 et de NO_x au moyen de l'installation d'équipement spécialisé comme des épurateurs-laveurs, des brûleurs à faible émission de NO_x et de l'équipement de réduction catalytique sélective. En outre, OPG achète du combustible à faible teneur en soufre et participe à un programme d'échange d'émissions réglementaire approuvé afin de maintenir le niveau des émissions dans les limites réglementaires. La Province a ordonné à l'OEO de concevoir un plan progressif d'abandon des centrales alimentées au charbon le plus rapidement possible, tout en assurant un approvisionnement suffisant en électricité au cours de la période d'abandon. Afin d'assurer que les installations alimentées au charbon puissent produire de l'électricité dans le respect des exigences en matière d'environnement, OPG continue d'exécuter des stratégies de contrôle des émissions, qui comprennent des améliorations à l'équipement. OPG exploitera ses centrales alimentées au charbon conformément à toutes les exigences réglementaires et mettra en œuvre des mesures d'amélioration continue conformes aux exigences de maintien en service de ces centrales.

OPG surveille ses émissions dans l'atmosphère et dans l'eau, et communique régulièrement les résultats aux organismes de réglementation, dont le ministère de l'Environnement, Environnement Canada et la CCSN. Le public reçoit aussi des communications régulières concernant le rendement d'OPG sur le plan environnemental. OPG a élaboré et mis en œuvre des programmes internes de surveillance, d'évaluation et de communication de l'information afin de gérer les risques environnementaux, tels que les émissions dans l'atmosphère et dans l'eau, les rejets, les déversements, le traitement des émissions radioactives et les déchets radioactifs. De plus, OPG continue de s'occuper de la contamination historique des sols dans le cadre de son programme volontaire d'évaluation et de décontamination des sols.

En 2007, OPG a atteint ou dépassé ses objectifs en matière de protection de l'environnement, pour ce qui est notamment des déversements majeurs (catégorie A), des infractions graves et des émissions de tritium et de C-14. OPG a également conservé sa certification ISO 14001 pour son système de gestion environnementale au niveau de l'entreprise et pour toutes ses centrales. OPG n'a pas atteint son objectif pour ce qui est des déversements d'activité moyenne (niveau B), et le taux d'émissions de NO_x à la centrale Lennox (pétrole et gaz) a légèrement dépassé le taux visé. En 2007, les émissions de gaz acides (SO_2 et NO_x) se sont établies à 139,5 gigagrammes (Gg), comparativement à 118,1 Gg en 2006. La hausse des émissions résulte principalement d'une production accrue aux centrales à combustible fossile.

OPG a entrepris un programme visant à vérifier la combustion de la biomasse dans certaines unités de ses centrales à combustible fossile. Le Centre de recherche en bioénergie de l'Ontario a également mené des études et des projets en matière de bioénergie à la centrale d'Atikokan.

Responsabilité sociale et engagement social

Contribuer à la qualité de vie des collectivités au sein desquelles les sociétés exercent leurs activités est une responsabilité sociale et représente une attente de la part des collectivités. OPG s'engage à être une bonne entreprise citoyenne en renforçant ses relations avec les collectivités qui accueillent le réseau de production d'OPG. À l'échelle de la Société, de même que par les actions de ses employés, OPG joue un rôle important au sein des collectivités locales en offrant du temps et des ressources. Le programme d'engagement social d'OPG fournit un appui financier et en nature à des organismes de bienfaisance enregistrés ainsi qu'à des organismes environnementaux, éducatifs et communautaires sans but lucratif dont les actions reflètent les valeurs d'OPG et contribuent à bâtir de meilleures collectivités. Les employés d'OPG s'efforcent également, dans le cadre de multiples initiatives personnelles et à l'échelle de l'entreprise, de faire leur part pour améliorer la qualité de vie dans leurs collectivités.

OPG s'est engagée à faire preuve d'ouverture et de transparence dans ses communications avec les collectivités. Cela comprend la distribution de rapports d'exploitation et financiers préparés de manière que les utilisateurs puissent facilement les comprendre, ainsi que l'affichage de ces rapports sur notre site Web, opg.com.

Capacité de produire des résultats

Actifs de production

OPG continue de mettre en œuvre des mesures spécifiques visant l'amélioration de la fiabilité et de la prévisibilité de chaque centrale nucléaire. Ces mesures sont conçues en fonction d'exigences technologiques particulières et de l'expérience opérationnelle, et permettent d'atténuer les risques. La centrale nucléaire Darlington est en voie de passer à un cycle de trois ans pour ce qui est des interruptions planifiées afin de tirer avantage de l'état de la centrale, des systèmes d'appoint en place et de la capacité de chargement du combustible en cours de fonctionnement. La centrale nucléaire Pickering B continuera de faire des améliorations ciblées en matière de fiabilité.

OPG a augmenté la capacité de production de ses centrales hydroélectriques, a prolongé leur durée de service et a investi de fortes sommes pour remplacer l'équipement désuet, moderniser les roues de turbines, automatiser davantage les centrales et améliorer les pratiques de maintenance. Des programmes sont en place pour améliorer encore l'efficience et la disponibilité des centrales hydroélectriques existantes.

OPG continuera de maintenir la fiabilité et la capacité de production de ses centrales alimentées au charbon jusqu'à la date prévue de leur fermeture.

OPG dispose d'un certain nombre de sites potentiels pour l'aménagement de nouveaux actifs de production en Ontario. L'achèvement des activités de déclassement de la centrale Lakeview d'OPG fournira un site à moderniser pouvant permettre l'aménagement d'une capacité de production additionnelle dans la région du Grand Toronto.

En plus des facteurs analysés dans la présente section, la capacité d'OPG de produire des résultats est fonction des facteurs analysés à la section *Gestion des risques*.

Main-d'œuvre qualifiée

Au 31 décembre 2007, OPG comptait environ 11 700 employés réguliers. Les employés d'OPG ont de vastes connaissances techniques en exploitation et en maintenance des centrales de la Société. En raison de son effectif vieillissant, le défi d'OPG est d'attirer et de maintenir en poste du personnel qualifié pour remplacer les employés qui partent à la retraite. Environ 36 % des membres du personnel d'OPG étaient âgés de plus de 50 ans au 31 décembre 2007. OPG a lancé un programme complet de planification des ressources et de la relève en réaction aux questions démographiques que pose le pourcentage élevé d'employés qui seront admissibles à la retraite au cours des cinq prochaines années et aux problèmes de dotation associés à la fermeture annoncée des centrales alimentées au charbon.

La convention collective de la Société avec le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique est en vigueur jusqu'au 31 mars 2009 et la convention collective intervenue avec la Society of Energy Professionals arrive à échéance le 31 décembre 2010. Au 31 décembre 2007, environ 90 % de la main-d'œuvre régulière de la Société était représentée par des conventions collectives.

Tendances du marché de l'électricité de l'Ontario

Dans son rapport intitulé *18-Month Outlook*, publié en décembre 2007, la SIERÉ a indiqué que la puissance installée en production d'électricité de l'Ontario était de 31 214 MW. La capacité de production en service d'OPG à la fin de 2007 s'établissait à 22 158 MW, ou 71 % de la capacité de l'Ontario. La demande de pointe prévue pour l'été 2008, compte tenu de conditions climatiques normales et avant les incidences des mesures de conservation ciblées, est estimée à 25 929 MW par la SIERÉ. La SIERÉ prévoit que la demande énergétique en 2008 croîtra de 1,1 % par rapport à la demande de 2007 pour s'établir à 153,6 TWh. Le rapport *Outlook* attribue cette croissance à l'incidence de la croissance économique et démographique compensée par des mesures de conservation planifiées. La SIERÉ a indiqué que, pour les 18 prochains mois, les perspectives quant à l'équilibre entre l'offre et la demande en Ontario demeurent généralement positives dans des conditions climatiques normales. Au cours des 18 prochains mois, plus de 4 600 MW provenant de nouvelles sources d'approvisionnement devraient entrer en service. Les nouvelles sources d'approvisionnement au cours de cette période comprennent 3 000 MW provenant de centrales au gaz, 800 MW, de centrales nucléaires, 100 MW, de centrales hydroélectriques et environ 700 MW, de centrales éoliennes. Cela représente la capacité additionnelle en mégawatts la plus élevée sur une période de 18 mois depuis les débuts du marché de l'électricité de l'Ontario.

Dans l'*Ontario Reliability Outlook* publié en décembre 2007, la SIERÉ a reconnu la nécessité pour l'industrie de rajuster son tir afin de s'assurer que les nouvelles sources d'approvisionnement seront disponibles à temps pour répondre aux besoins de l'Ontario, et de s'attaquer aux défis en matière d'intégration et d'exploitation que posent les divers modes de production complexes et en constante évolution.

Le prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario subit l'influence des variations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. Les prix des combustibles sont également touchés par le taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien et du prix des marchandises sous-jacent. Le prix du marché au comptant de l'électricité et les prix des combustibles peuvent tous deux avoir une incidence importante sur les revenus et la marge brute d'OPG. Les prix du marché au comptant de l'uranium ont augmenté considérablement depuis 2003. La hausse du prix de l'uranium est attribuable à divers facteurs qui devraient perdurer, maintenant ainsi les prix à la hausse pendant plusieurs années. Toute incidence importante sur les coûts du combustible d'OPG a été atténuée par le retrait de stocks achetés à bas prix. Toutefois, les coûts du combustible destiné aux centrales nucléaires devraient augmenter considérablement dans un avenir prochain. Au cours du quatrième trimestre de 2007, les prix du marché du gaz naturel ont augmenté d'environ 5 % et les prix du charbon, de plus de 10 % par rapport au prix du marché pour la même période de 2006. Pour ce qui est des prix du gaz, les perspectives demeurent volatiles, bien que la tendance à plus long terme se stabilise sur les marchés à terme. Les contrats à terme sur le charbon ont récemment augmenté du fait des marchés mondiaux exigeants, et leur nombre pourrait demeurer élevé tant que les diverses contraintes liées à l'offre et les pressions sur la demande ne se seront pas dissipées. Avec les règlements EcoAction proposés du gouvernement fédéral,

les coûts des crédits d'émission associés à l'utilisation de combustibles fossiles dans le secteur de l'électricité pourraient augmenter après 2009.

En août 2007, l'OEO a déposé son projet de plan sur 20 ans pour l'Ontario, le Plan pour le système d'électricité intégré (« PSEI »), auprès de la CEO aux fins d'approbation. L'OEO est tenue par la réglementation d'élaborer et de soumettre un PSEI couvrant une période de 20 ans à partir de la date de sa soumission et d'élaborer et de soumettre par la suite un plan à jour sur 20 ans tous les 3 ans. L'OEO passera en revue le PSEI et déterminera s'il est conforme aux directives gouvernementales et à la réglementation relative au PSEI, et s'il est prudent et rentable. Le coût en capital du plan, estimé à 60 milliards de dollars, serait affecté à des initiatives de conservation, à l'exploitation de nouvelles sources d'énergie renouvelable, y compris la construction d'installations hydroélectriques, à la remise à neuf ou au remplacement d'installations nucléaires pour la capacité de base, à la construction de centrales au gaz naturel à capacité intermédiaire et de pointe, ainsi qu'à la mise en place des installations de transport requises pour livrer l'électricité aux consommateurs de l'Ontario. Le plan prévoit également le déclassement de centrales alimentées au charbon d'ici la fin de 2014.

Secteurs d'activité

OPG compte les quatre secteurs d'activité isolables suivants : la production nucléaire réglementée, la production hydroélectrique réglementée, la production hydroélectrique non réglementée et la production d'origine fossile non réglementée.

OPG a conclu divers contrats de vente d'énergie et contrats de vente connexes avec ses clients afin de couvrir le risque lié aux fluctuations des prix de l'électricité du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario. Les contrats qui sont désignés à titre de couvertures des revenus de la production d'OPG sont inclus dans les secteurs Production hydroélectrique non réglementée et Production d'origine fossile non réglementée. Les gains ou les pertes liés à ces opérations de couverture sont portés en résultat pendant la durée du contrat lorsque l'opération sous-jacente a lieu.

Production nucléaire réglementée
Le secteur Production nucléaire réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales nucléaires qu'OPG détient et exploite. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales nucléaires Pickering A et B et Darlington. Ce secteur comprend aussi les revenus aux termes d'une entente de location avec Bruce Power liée aux centrales nucléaires Bruce. Cette entente comprend un revenu locatif et les revenus tirés de l'analyse et de la conception techniques et des services techniques et autres. Des revenus sont aussi tirés de la vente d'isotopes et de services connexes. Les revenus connexes sont gagnés au moyen des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive.

Production hydroélectrique réglementée
Le secteur Production hydroélectrique réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant de la plupart des centrales hydroélectriques de base d'OPG. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, et les installations hydroélectriques R.H. Saunders. Ce secteur comprend aussi les revenus connexes gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services connexes, y compris les services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, les installations certifiées de redémarrage à froid et les services de réglage de production automatique.

Production hydroélectrique non réglementée
Le secteur Production hydroélectrique non réglementée exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales hydroélectriques qui n'est pas soumise à la réglementation des tarifs. Ce secteur comprend aussi les revenus connexes gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services connexes, y compris les services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, les installations certifiées de redémarrage à froid, les services de réglage de production automatique et les revenus d'autres services.

Production d'origine fossile non réglementée
Le secteur Production d'origine fossile non réglementée exerce ses activités en Ontario, lesquelles consistent en la production et la vente de l'électricité produite par les centrales à combustible fossile, qui n'est pas soumise à la réglementation des tarifs. Ce secteur comprend aussi les revenus connexes gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services connexes, y compris les services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, les services de réglage de production automatique et les revenus d'autres services.

Divers
Le secteur Divers comprend les revenus qu'OPG tire de sa participation de 50 % dans la coentreprise de Brighton Beach Power Limited Partnership (« Brighton Beach ») relativement à une convention de conversion énergétique entre Brighton Beach et Coral Energy Canada Inc. Les revenus et les charges liés aux activités de négociation et autres activités autres que de couverture d'OPG sont aussi inclus dans ce secteur. Dans le cadre de ces activités, OPG effectue des opérations essentiellement à court terme, de un an ou moins, avec des contreparties de l'Ontario et des marchés de l'énergie avoisinants. Ces activités se rapportent essentiellement à l'énergie physique, qui est achetée et vendue aux limites de la province d'Ontario, et à la vente de produits de gestion des risques financiers et de produits liés à l'énergie. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont comptabilisés à titre d'actifs ou de passifs à leur juste valeur, les variations de la juste valeur étant comptabilisées dans les autres revenus à titre de gains ou de pertes. En outre, ce secteur comprend les revenus tirés des locations immobilières.

Indicateurs clés de la production et du rendement financier

Les indicateurs de rendement clés qui sont directement liés au mandat et aux stratégies d'affaires d'OPG sont les mesures de l'efficacité de la production, de la rentabilité et de la performance sur le plan environnemental. OPG évalue le rendement de ses centrales à l'aide de divers indicateurs de rendement clés, qui varient selon la technologie de production. Ces indicateurs sont définis dans la présente rubrique et sont analysés dans la rubrique *Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité*.

Facteur de capacité des unités nucléaires
Les centrales nucléaires d'OPG fonctionnent à titre d'installations de base en raison de leurs faibles coûts marginaux et ne sont pas conçues pour les niveaux de production variables qui répondent aux demandes de pointe. Le facteur de capacité des unités nucléaires est une mesure clé de la performance des centrales nucléaires. Il s'agit de la quantité d'énergie produite par les unités sur une période donnée, ajustée en fonction de contraintes externes comme les limites liées au transport ou à la demande, exprimée en pourcentage de la quantité d'énergie qui aurait été produite au cours de la même période si la production des unités avait été optimale. Les facteurs de capacité sont principalement touchés par les indisponibilités prévues et imprévues de la production. Les facteurs de capacité selon la définition de l'industrie excluent les cas de non-disponibilité liée au réseau.

Taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales à combustible fossile et les centrales hydroélectriques
Les centrales à combustible fossile d'OPG fournissent une source d'énergie souple et fonctionnent à titre d'installations de base, à capacité intermédiaire et à capacité de pointe selon leurs caractéristiques. Les centrales hydroélectriques d'OPG fonctionnent principalement à titre d'installations de base et fournissent une source d'énergie renouvelable fiable et à faible coût. Une mesure clé de la fiabilité des centrales à combustible fossile et hydroélectriques est la proportion de temps au cours de laquelle elles sont disponibles pour produire de l'électricité au besoin. Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente est un indice de la fiabilité de l'unité de production obtenu en comparant la proportion de temps d'indisponibilité fortuite d'une unité de production, y compris tout déclassement fortuit, avec la proportion de temps d'exploitation disponible de l'unité de production.

Disponibilité hydroélectrique
La disponibilité hydroélectrique est une mesure de la fiabilité d'une unité de production hydroélectrique représentée par le pourcentage du temps, au cours d'une période, pendant lequel une unité est en mesure d'offrir sa production, qu'elle soit en service ou non, comparativement à la durée totale de la période.

Coût énergétique de l'unité de production nucléaire
Le coût énergétique de l'unité de production nucléaire est utilisé pour mesurer les coûts de production liés à l'exploitation des actifs de production nucléaire d'OPG. Le coût énergétique de l'unité de production nucléaire correspond au coût du combustible nucléaire, aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, y compris les coûts du siège social répartis, et aux coûts variables liés à l'évacuation et au stockage du combustible et à l'évacuation de déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité, divisés par le total de l'énergie produite.

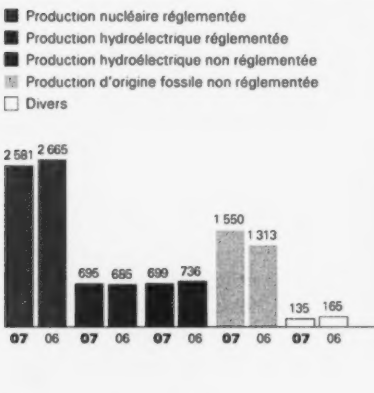
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par MWh
Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des centrales hydroélectriques par MWh sont utilisées pour mesurer la rentabilité des centrales hydroélectriques. Cette mesure correspond au total des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des centrales hydroélectriques, y compris les coûts du siège social répartis, divisés par la production hydroélectrique.

Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production d'origine fossile par MW
Puisque les centrales à combustible fossile sont principalement utilisées au cours des périodes de demande intermédiaire et de pointe, la rentabilité de ces centrales est mesurée en fonction du total des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, y compris les coûts du siège social répartis, divisés par le total de la capacité nominale de la centrale.

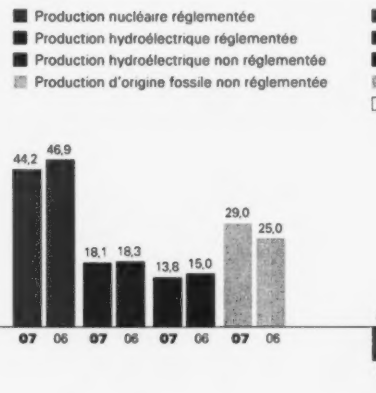
Autres indicateurs clés
En plus des indicateurs de performance et de rentabilité, OPG a cerné certains indicateurs environnementaux. Ces indicateurs sont analysés à la section *Gestion des risques*.

Exercices terminés les 31 décembre

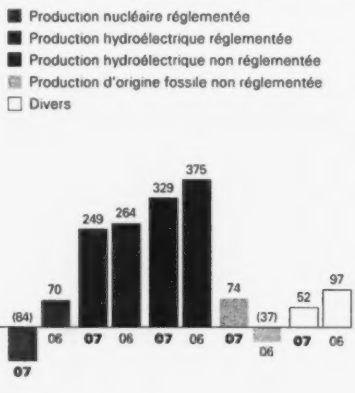
Revenus, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus par secteur
(en millions de dollars)



Production d'électricité par secteur
(TWh)



(Perte) bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices par secteur
(en millions de dollars)



Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité

Cette section présente un sommaire des résultats clés d'OPG par secteur pour les exercices terminés les 31 décembre 2007 et 2006. Le tableau qui suit présente un sommaire des revenus, du bénéfice et des indicateurs clés de production et de rendement par secteur d'activité :

(en millions de dollars)	2007	2006
Revenus, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus		
Production nucléaire réglementée	**2 581**	2 665
Production hydroélectrique réglementée	**695**	685
Production hydroélectrique non réglementée	**699**	736
Production d'origine fossile non réglementée	**1 550**	1 313
Divers	**135**	165
	5 660	5 564
(Perte) bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices		
Production nucléaire réglementée	**(84)**	70
Production hydroélectrique réglementée	**249**	264
Production hydroélectrique non réglementée	**329**	375
Production d'origine fossile non réglementée	**74**	(37)
Divers	**52**	97
	620	769
Production d'électricité (TWh)		
Production nucléaire réglementée	**44,2**	46,9
Production hydroélectrique réglementée	**18,1**	18,3
Production hydroélectrique non réglementée	**13,8**	15,0
Production d'origine fossile non réglementée	**29,0**	25,0
Total de la production d'électricité	**105,1**	105,2
Facteur de capacité des unités nucléaires (pourcentage)		
Darlington	**89,5**	88,7
Pickering A	**41,3**	72,0
Pickering B	**75,0**	75,2
Taux d'indisponibilité fortuite équivalente (pourcentage)		
Production hydroélectrique réglementée	**1,8**	1,5
Production hydroélectrique non réglementée	**1,5**	1,9
Production d'origine fossile non réglementée	**11,5**	14,1
Disponibilité (pourcentage)		
Production hydroélectrique réglementée	**94,1**	94,2
Production hydroélectrique non réglementée	**93,9**	92,4
Coût énergétique de l'unité de production nucléaire ($/MWh)	**47,18**	42,87
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique réglementée par MWh ($/MWh)	**5,30**	5,03
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique non réglementée par MWh ($/MWh)	**13,33**	11,27
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production d'origine fossile non réglementée par MW (K$/MW)	**66,8**	61,1

Production nucléaire réglementée

(en millions de dollars)	**2007**	2006
Revenus	**2 581**	2 665
Charges liées au combustible	**133**	122
Marge brute	**2 448**	2 543
Exploitation, maintenance et administration	**2 061**	1 942
Amortissement	**426**	368
Augmentation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**499**	490
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**(481)**	(371)
Impôt foncier et impôt sur le capital	**31**	44
(Perte) bénéfice avant autres gains et pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	**(88)**	70
Autres (gains) et pertes	**(4)**	–
(Perte) bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**(84)**	70

Revenus

(en millions de dollars)	**2007**	2006
Ventes de la production réglementée	**2 179**	2 312
Compte d'écart	**–**	1
Divers	**402**	352
Total des revenus	**2 581**	2 665

Les revenus tirés du secteur Production nucléaire réglementée se sont établis à 2 581 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, comparativement à 2 665 millions de dollars en 2006. La diminution des revenus est surtout attribuable à une baisse de la production d'électricité de 2,7 TWh par rapport à 2006, compensée en partie par une hausse des revenus de production autres que d'électricité tirés surtout des services techniques nucléaires fournis aux parties externes.

Tarif de l'électricité

Depuis l'entrée en vigueur de la réglementation des tarifs le 1er avril 2005, la production d'électricité des centrales du secteur Production nucléaire réglementée a reçu un tarif fixe de 4,95 ¢/kWh.

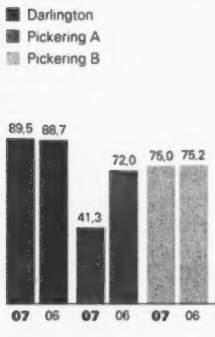
Volume

La production d'électricité des centrales du secteur Production nucléaire réglementée pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 s'est établie à 44,2 TWh comparativement à 46,9 TWh, en 2006. La baisse de 2,7 TWh de la production d'électricité reflète en partie la fermeture des unités 1 et 4 de la centrale nucléaire Pickering A au début de juin 2007 afin d'apporter des modifications au système électrique d'appoint. Ce système fournit à la centrale nucléaire Pickering A une connexion électrique redondante à partir de la centrale Pickering B. Des mesures de sécurité rigoureuses ont été mises en place pour assurer que les unités 1 et 4 demeurent hors service jusqu'à la fin des travaux de modification du système électrique d'appoint. Ces modifications ont été terminées en septembre 2007. L'unité 4 de la centrale Pickering A a été remise en service en octobre 2007. L'unité 1 a subi une interruption planifiée et a été remise en service au début de janvier 2008.

En 2007, la production nucléaire a également subi l'incidence d'une prolongation, au premier trimestre de 2007, d'une interruption planifiée à la centrale nucléaire Pickering A afin d'y effectuer d'importants travaux de réparation requis à la suite d'une défaillance de composantes durant l'inspection. De plus, la production nucléaire a diminué par suite d'une interruption non planifiée au premier trimestre de 2007 à la centrale nucléaire Pickering B. Cette interruption a été causée par la libération accidentelle de résine,

Exercices terminés les 31 décembre

Facteur de capacité des unités nucléaires
(%)



Coût énergétique de l'unité de production nucléaire
($/MWh)

par un tiers entrepreneur, de l'usine de traitement des eaux dans l'installation de déminéralisation d'eau, et par les travaux de maintenance requis liés à la récupération de la résine. OPG poursuit actuellement le recouvrement des revenus et des coûts différentiels perdus découlant de cet incident. En février 2008, OPG a reçu un paiement partiel provisoire de 10 millions de dollars en rapport avec la réclamation.

L'incidence de la baisse de production aux centrales nucléaires Pickering A et Pickering B au cours de 2007 a été compensée en partie par le maintien d'une solide performance à la centrale nucléaire Darlington. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, le facteur de capacité des unités nucléaires pour la centrale Darlington a été de 89,5 % par rapport à 88,7 % en 2006.

Le facteur de capacité des unités nucléaires pour la centrale Pickering A a été de 41,3 % en 2007 comparativement à 72,0 % en 2006. La diminution découle principalement du nombre beaucoup plus élevé de jours d'interruption attribuable à la fermeture des unités 1 et 4 afin d'effectuer des modifications au système électrique d'appoint ainsi qu'à la défaillance de composantes durant l'inspection au premier trimestre de 2007.

En 2007, le facteur de capacité des unités nucléaires de la centrale Pickering B a été de 75,0 % comparativement à 75,2 % en 2006. La diminution découle surtout de la hausse du nombre de jours d'interruption fortuite liée à la libération de résine dans le système de déminéralisation d'eau au premier trimestre de 2007.

La production des unités 1 et 4 à la centrale nucléaire Pickering A se limite actuellement à 96 % de la pleine puissance. Cette restriction a été imposée par la CCSN en attendant un examen plus approfondi et une évaluation de la physique du réacteur. La restriction sur l'unité 4 est entrée en vigueur en octobre 2007, et sur l'unité 1, en janvier 2008. OPG prévoit que la restriction demeurera en vigueur jusqu'à la fin de 2008. La direction a entrepris d'autres évaluations techniques et tente de trouver une solution avec la CCSN.

Charges liées au combustible

Les charges liées au combustible pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 se sont établies à 133 millions de dollars, en regard de 122 millions de dollars en 2006. L'augmentation des charges liées au combustible est principalement attribuable à la hausse des prix de l'uranium par rapport à la même période de 2006, compensée en partie par l'incidence d'une baisse de la production.

Exploitation, maintenance et administration

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont établies à 2 061 millions de dollars, comparativement à 1 942 millions de dollars en 2006. L'augmentation de ces charges est surtout attribuable à une hausse des dépenses liées aux interruptions, à une progression des coûts relatifs à l'augmentation des services techniques nucléaires fournis à des parties externes, et à une montée des coûts au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite, contrebalancées en partie par une baisse des dépenses liées aux travaux menés dans le cadre de projets nucléaires.

Par suite de la modification au règlement en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario) apportée en février 2007, OPG a constaté un actif réglementaire de 27 millions de dollars lié à des coûts autres qu'en capital pour les projets de mise en valeur des centrales nucléaires au cours de 2007.

Le coût énergétique de l'unité de production nucléaire pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 s'est établi à 47,18 $/MWh comparativement à 42,87 $/MWh pour 2006. L'augmentation est surtout attribuable à une hausse des charges de maintenance et des dépenses liées aux interruptions, et à une diminution du volume de production.

Amortissement

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, la dotation aux amortissements s'est établie à 426 millions de dollars, comparativement à 368 millions de dollars en 2006. La hausse de la dotation aux amortissements est surtout attribuable à l'amortissement du compte de report de remise en service de la centrale Pickering A. L'amortissement du compte de report de remise en service de la centrale Pickering A s'est établi à 96 millions de dollars en 2007 comparativement à 25 millions de dollars en 2006. La dotation aux amortissements est conforme à la méthode de recouvrement des coûts reportés inclus dans les prix réglementés.

Au 31 décembre 2006, OPG a augmenté de 1 386 millions de dollars l'estimation de la valeur actualisée de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires, en se basant sur un plan de référence approuvé conformément aux termes de l'ONFA (« plan de référence approuvé de 2006 »). Les coûts de mise hors service d'immobilisations sont capitalisés par augmentation de la valeur comptable des immobilisations connexes. Par conséquent, OPG a constaté une augmentation de la valeur comptable des immobilisations nucléaires de 1 386 millions de dollars au 31 décembre 2006. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, OPG a constaté une dotation aux amortissements additionnelle de 56 millions de dollars en rapport avec cette augmentation. L'augmentation de la dotation aux amortissements a été compensée dans une large mesure par l'incidence de l'établissement d'un compte de report, en date du 1er janvier 2007, relatif à la modification des passifs liés à la gestion du combustible nucléaire irradié et des passifs liés au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité, comme le prévoit le règlement modifié en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario).

Augmentation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires

L'augmentation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 s'est établie à 499 millions de dollars en regard de 490 millions de dollars en 2006 et résulte surtout d'un accroissement de la valeur actualisée des passifs attribuable au passage du temps. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, OPG a constaté une charge additionnelle liée à l'augmentation de l'estimation du passif comptabilisé le 31 décembre 2006. L'augmentation de la charge a été en grande partie compensée par l'incidence de l'établissement du compte de report au 1er janvier 2007, relativement à la modification de l'estimation des passifs, comme le prévoit le règlement modifié en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario).

Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires

Le rendement des Fonds nucléaires pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 s'est établi à 481 millions de dollars, comparativement à 371 millions de dollars en 2006, soit une augmentation de 110 millions de dollars. Cette hausse est surtout attribuable à un accroissement des actifs en 2007, à une hausse de

l'IPC de l'Ontario en 2007 par rapport à 2006, qui a eu une incidence sur le rendement garanti sur le Fonds pour combustible irradié, et au remboursement par le Fonds de déclassement de dépenses relatives au stockage sécuritaire des unités 2 et 3 de la centrale Pickering A de 46 millions de dollars. En vertu de l'ONFA, la Province garantit le taux de rendement du Fonds pour combustible irradié à 3,25 % plus la variation de l'IPC de l'Ontario.

La hausse du bénéfice provenant des Fonds nucléaires a été contrebalancée en partie par un taux de rendement moins élevé du Fonds de déclassement en 2007, soit 5,15 % par rapport à 5,75 % en 2006, par suite de modifications au plan de référence en vertu de l'ONFA, approuvé en décembre 2006. À l'expiration de l'ONFA, la Province a droit à toute capitalisation du Fonds de déclassement en sus des coûts d'achèvement estimatifs. Par conséquent, la valeur des placements constatée dans le Fonds de déclassement se limite au coût estimatif des passifs connexes. Lorsque le Fonds de déclassement est excédentaire, le bénéfice est plafonné au taux de croissance du passif pour les coûts d'achèvement estimatifs en vertu de l'ONFA.

Les actifs du Fonds de déclassement sont principalement investis dans les placements en titres à rendement fixe et en titres de capitaux propres cotés en Bourse. La valeur de ces placements est donc assujettie à la volatilité des marchés financiers. La volatilité relative au rendement de ces placements s'est accrue au cours des derniers mois, ce qui a eu une incidence négative sur la juste valeur et l'excédent de capitalisation du Fonds de déclassement. Au cours de la période du 1er janvier 2008 au 26 février 2008, la juste valeur a diminué d'environ 2 %, occasionnant une perte d'environ 100 millions de dollars. Le Fonds de déclassement a été conçu pour satisfaire aux exigences du passif à long terme et, par conséquent, les fluctuations boursières à court terme sont inévitables.

Le Fonds pour combustible irradié est également exposé à la volatilité des marchés financiers. Toutefois, pour le Fonds pour combustible irradié, la Province garantit le taux de rendement sur le fonds pour les premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié.

Production hydroélectrique réglementée

(en millions de dollars)	**2007**	2006
Revenus	**695**	685
Charges liées au combustible	**244**	245
Marge brute	**451**	440
Exploitation, maintenance et administration	**123**	92
Amortissement	**68**	66
Impôt foncier et impôt sur le capital	**11**	18
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**249**	264

Revenus

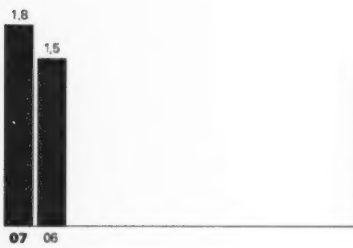
(en millions de dollars)	**2007**	2006
Ventes de la production réglementée[1]	**635**	635
Comptes d'écart	**15**	(4)
Divers	**45**	54
Total des revenus	**695**	685

1 Les ventes de la production réglementée comprenaient des revenus de 158 millions de dollars et de 169 millions de dollars qu'OPG a reçus selon le tarif du marché au comptant de l'électricité en Ontario pour la production excédant 1 900 MWh à toute heure au cours des exercices terminés respectivement les 31 décembre 2007 et 2006.

Les revenus tirés du secteur Production hydroélectrique réglementée se sont établis à 695 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 comparativement à 685 millions de dollars en 2006, en hausse de 10 millions de dollars. La hausse des revenus est surtout attribuable aux revenus accrus constatés par suite de l'établissement de comptes d'écart réglementaires, contrebalancés en partie par l'incidence de la baisse du volume de production.

Exercices terminés les 31 décembre

Production hydroélectrique réglementée – Taux d'indisponibilité fortuite équivalente (%)



Production hydroélectrique réglementée – Disponibilité (%)

Production hydroélectrique réglementée – Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh ($/MWh)

Tarif de l'électricité

Pour les exercices terminés les 31 décembre 2007 et 2006, le tarif de vente moyen de l'électricité pour le secteur Production hydroélectrique réglementée s'est établi à 3,5 ¢/kWh. Le tarif de vente moyen se fonde sur le tarif fixe de 3,3 ¢/kWh pour la production des premiers 1 900 MWh à toute heure, et sur le tarif du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario pour la production dépassant ce seuil.

Volume

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, le volume des ventes d'électricité a été de 18,1 TWh par rapport à 18,3 TWh en 2006. La baisse du volume des ventes d'électricité en 2007 est principalement attribuable à une baisse des niveaux d'eau dans l'est de l'Ontario au cours du quatrième trimestre de 2007 par rapport à la même période en 2006. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, le volume lié aux niveaux de production dépassant 1 900 MWh à toute heure s'est élevé à 3,3 TWh comparativement à 3,4 TWh en 2006.

Pour les exercices terminés les 31 décembre 2007 et 2006, le taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales du secteur Production hydroélectrique réglementée s'est établi respectivement à 1,8 % et 1,5 %. La disponibilité des centrales de production hydroélectrique réglementée a atteint 94,1 % en 2007 comparativement à 94,2 % en 2006. Le faible taux d'indisponibilité fortuite équivalente et la grande disponibilité reflètent la solide performance continue des centrales de production hydroélectrique réglementée.

Comptes d'écart

Aux termes d'un règlement en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario), OPG est tenue d'établir des comptes d'écart pour le secteur Production hydroélectrique réglementée afin de consigner les incidences des écarts dans la production hydroélectrique découlant des différences entre les conditions hydrologiques prévues et réelles et entre les revenus prévus et réels tirés des services connexes. Pour les exercices terminés les 31 décembre 2007 et 2006, OPG a constaté respectivement des revenus de 15 millions de dollars et une baisse des revenus de 4 millions de dollars, notamment en raison des écarts entre les conditions hydrologiques réelles et les revenus réels tirés des services connexes et les prévisions fournies à la Province aux fins d'établir les prix réglementés.

Charges liées au combustible

OPG acquitte auprès de la Province et de la SFIÉO des frais fondés sur les revenus bruts tirés de la production annuelle d'électricité de ses actifs de production hydroélectrique. Ces frais comprennent un pourcentage fixe appliqué à la production hydroélectrique annuelle dérivée des centrales situées sur des terres de la Couronne et un pourcentage progressif applicable à toutes les centrales hydroélectriques. Ces frais sont inclus dans les charges liées au combustible. Les charges liées au combustible pour les exercices terminés les 31 décembre 2007 et 2006 se sont établies respectivement à 244 millions de dollars et 245 millions de dollars.

Exploitation, maintenance et administration

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont établies à 123 millions de dollars, contre 92 millions de dollars en 2006. La hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration en 2007 est surtout attribuable à un accroissement des frais liés au règlement de griefs historiques avec les Premières nations.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh des centrales de production hydroélectrique réglementée ont augmenté pour s'établir à 5,30 $/MWh en 2007, comparativement à 5,03 $/MWh en 2006. Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh excluent les frais liés au règlement de griefs historiques avec les Premières nations.

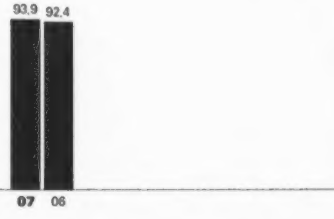
Amortissement

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, la dotation aux amortissements s'est établie à 68 millions de dollars comparativement à 66 millions de dollars en 2006.

Exercices terminés les 31 décembre

Production hydroélectrique non réglementée – Taux d'indisponibilité fortuite équivalente (%)

Production hydroélectrique non réglementée – Disponibilité (%)



Production hydroélectrique non réglementée – Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh ($/MWh)

Production hydroélectrique non réglementée

(en millions de dollars)	2007	2006
Revenus, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus	**699**	736
Charges liées au combustible	**81**	88
Marge brute	**618**	648
Exploitation, maintenance et administration	**207**	189
Amortissement	**68**	69
Impôt foncier et impôt sur le capital	**10**	15
Bénéfice avant autres gains et pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	**333**	375
Autres (gains) et pertes	**4**	–
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**329**	375

Revenus

(en millions de dollars)	2007	2006
Ventes sur le marché au comptant, déduction faite des instruments de couverture	**725**	746
Rabais associé à la limite de revenus	**(64)**	(44)
Divers	**38**	34
Total des revenus	**699**	736

Les revenus tirés du secteur Production hydroélectrique non réglementée se sont établis à 699 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, comparativement à 736 millions de dollars en 2006. La baisse des revenus de 37 millions de dollars au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2007 par rapport à 2006 découle surtout d'une diminution du volume de production de 1,2 TWh, compensée en partie par une hausse des prix.

Tarif de l'électricité

Compte tenu du rabais associé à la limite de revenus, le tarif de vente moyen d'OPG pour sa production hydroélectrique non réglementée pour les exercices terminés les 31 décembre 2007 et 2006 s'est établi respectivement à 4,7 ¢/kWh et 4,6 ¢/kWh.

Volume

Le volume des ventes d'électricité pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 a été de 13,8 TWh comparativement à 15,0 TWh en 2006. La diminution du volume en 2007 est principalement attribuable à une baisse des niveaux d'eau dans le nord-ouest de l'Ontario au cours des deux premiers trimestres et dans l'est de l'Ontario au cours du quatrième trimestre de 2007 par rapport aux mêmes périodes de 2006.

Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales de production hydroélectrique non réglementée s'est établi à 1,5 % pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 comparativement à 1,9 % en 2006. Cette baisse est attribuable à une amélioration de la performance de l'équipement.

La disponibilité des centrales de production hydroélectrique non réglementée s'est établie à 93,9 % pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, comparativement à 92,4 % pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006. La disponibilité élevée reflète la solide performance continue des centrales de production hydroélectrique non réglementée attribuable au programme d'investissement continu.

Charges liées au combustible

Les centrales de ce secteur sont assujetties aux frais fondés sur les revenus bruts. Les charges liées au combustible pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 se sont établies à 81 millions de dollars en regard de 88 millions de dollars en 2006. La baisse des charges liées au combustible découle surtout de la diminution du volume de production.

Exploitation, maintenance et administration

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration pour les exercices terminés les 31 décembre 2007 et 2006 se sont établies respectivement à 207 millions de dollars et 189 millions de dollars. La hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration en 2007 par rapport à 2006 reflète surtout les charges accrues liées aux projets d'amélioration des centrales.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh des centrales hydroélectriques non réglementées se sont établies à 13,33 $/MWh pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 contre 11,27 $/MWh en 2006. L'augmentation en 2007 par rapport à 2006 reflète la hausse de charges liées aux projets d'amélioration des centrales.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh excluent les frais liés au règlement de griefs historiques avec les Premières nations.

Amortissement

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, la dotation aux amortissements s'est établie à 68 millions de dollars comparativement à 69 millions de dollars en 2006.

Production d'origine fossile non réglementée

(en millions de dollars)	2007	2006
Revenus, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus	**1 550**	1 313
Charges liées au combustible	**812**	643
Marge brute	**738**	670
Exploitation, maintenance et administration	**573**	524
Amortissement	**82**	133
Augmentation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	**8**	9
Impôt foncier et impôt sur le capital	**21**	19
Bénéfice (perte) avant autres gains et pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	**54**	(15)
Autres (gains) et pertes	**(20)**	22
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**74**	(37)

Revenus

(en millions de dollars)	2007	2006
Ventes sur le marché au comptant, déduction faite des instruments de couverture	**1 590**	1 323
Rabais associé à la limite de revenus	**(163)**	(117)
Divers	**123**	107
Total des revenus	**1 550**	1 313

Les revenus du secteur Production d'origine fossile non réglementée se sont établis à 1 550 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, une augmentation de 237 millions de dollars sur les 1 313 millions de dollars en 2006. La hausse des revenus en 2007 par rapport à 2006 est surtout attribuable à une augmentation de la production d'électricité de 4,0 TWh.

Tarif de l'électricité

Le tarif de vente moyen d'OPG, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus pour sa production d'origine fossile non réglementée, pour les exercices terminés les 31 décembre 2007 et 2006 a été de 4,8 ¢/kWh.

La hausse des revenus est aussi attribuable à l'accroissement des revenus liés au contrat de fiabilité impérative de Lennox. En 2007, OPG a constaté des revenus de 85 millions de dollars liés au recouvrement de coûts comparativement à 59 millions de dollars en 2006. La hausse des revenus constatés est surtout attribuable au moment où la CEO a donné son approbation pour les contrats des exercices en cours et précédent. Le contrat de fiabilité impérative pour la période du 1er octobre 2007 au 30 septembre 2008 a été approuvé par la CEO en décembre 2007. Le contrat de l'exercice précédent, qui est entré en vigueur le 1er octobre 2006, a été approuvé par la CEO en janvier 2007. Les revenus de 2007 comprenaient donc les revenus pour la période du 1er octobre 2006 au 31 décembre 2007.

Volume

Le volume des ventes d'électricité s'est établi à 29,0 TWh en 2007 en regard de 25,0 TWh en 2006. L'augmentation de 4,0 TWh est surtout attribuable à une baisse de la production des centrales nucléaires et hydroélectriques.

Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales de production d'origine fossile non réglementée pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 s'est établi à 11,5 %, comparativement à 14,1 % en 2006. La baisse du taux d'indisponibilité fortuite équivalente en 2007 par rapport à 2006 découle surtout d'une importante amélioration du rendement à la centrale Nanticoke et du maintien d'un bon rendement à la centrale Lennox.

Charges liées au combustible

Les charges liées au combustible pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 se sont établies à 812 millions de dollars en regard de 643 millions de dollars en 2006. La hausse des charges liées au combustible en 2007 par rapport à 2006 est surtout attribuable à une augmentation de la production d'électricité.

Exploitation, maintenance et administration

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont établies à 573 millions de dollars contre 524 millions de dollars en 2006. L'augmentation de 49 millions de dollars est surtout attribuable à un nombre accru de programmes et de projets de maintenance liés à la prolongation de la période d'exploitation des centrales alimentées au charbon, compensée en partie par la radiation en 2006 de coûts non recouvrables liés à l'annulation du projet de conversion de la centrale de Thunder Bay en centrale alimentée au gaz.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration annualisées par MW ($/MW) des centrales à combustible fossile non réglementées ont augmenté pour s'établir à 66 800 $/MW pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, contre 61 100 $/MW pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006. L'augmentation reflète surtout l'incidence de la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liée à la prolongation de la durée de service des centrales alimentées au charbon.

Amortissement

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, la dotation aux amortissements s'est établie à 82 millions de dollars comparativement à 133 millions de dollars en 2006. La baisse de la dotation aux amortissements en 2007 découle principalement de la prolongation de la durée de service de l'ensemble des centrales alimentées au charbon, aux fins du calcul de l'amortissement, en raison du retard dans le déroulement du programme de remplacement du charbon de la Province annoncé par le ministère de l'Énergie en juin 2006. OPG continuera d'évaluer la durée de service des centrales alimentées au charbon.

Exercices terminés les 31 décembre

Production d'origine fossile non réglementée – Taux d'indisponibilité fortuite équivalente
(%)

Production d'origine fossile non réglementée – Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MW (K$/MW)

Autres gains et pertes

En 2007, la Société a constaté un recouvrement de 20 millions de dollars afin de refléter une variation des coûts estimatifs requis pour terminer les travaux de déclassement de la centrale Lakeview. Les travaux de démolition de la centrale Lakeview ont été essentiellement terminés au cours de l'exercice.

En 2006, OPG a constaté une dépréciation des centrales alimentées au charbon de Thunder Bay et d'Atikokan de 22 millions de dollars, somme qui représente la valeur comptable ou la valeur comptable nette de ces centrales. OPG a testé la recouvrabilité de la valeur comptable des centrales alimentées au charbon en raison de changements de circonstances, qui comprenaient une diminution des prix du marché au comptant de l'Ontario et la prolongation de la durée de vie des centrales alimentées au charbon. La juste valeur des centrales alimentées au charbon, qui a été établie selon une méthode fondée sur les flux de trésorerie actualisés, a été comparée à la valeur comptable des actifs de production afin d'établir la dépréciation. Il a été établi que les centrales alimentées au charbon de Thunder Bay et d'Atikokan n'auraient pas été en mesure de recouvrer leurs charges d'exploitation et leurs dépenses en immobilisations, ni leur valeur comptable, sur leur durée de service résiduelle.

Divers

(en millions de dollars)	**2007**	2006
Revenus	**135**	165
Exploitation, maintenance et administration	**10**	5
Amortissement	**51**	53
Impôt foncier et impôt sur le capital	**12**	10
Bénéfice avant autres gains et pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	**62**	97
Autres (gains) et pertes	**10**	–
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**52**	97

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, les revenus du secteur Divers se sont établis à 135 millions de dollars comparativement à 165 millions de dollars en 2006. Le recul de 30 millions de dollars est surtout attribuable à une diminution marquée des revenus de négociation nets, compensée en partie par une augmentation des revenus tirés des placements en actions d'OPG.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des secteurs d'activité de la production comprennent des honoraires de services intersectoriels qui se rapportent à l'utilisation de certaines immobilisations corporelles du secteur Divers. Le total des honoraires de services est porté en réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de ce secteur. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, les honoraires de services se sont établis à 33 millions de dollars pour le secteur Production nucléaire réglementée, à 2 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique réglementée, à 4 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique non réglementée et à 11 millions de dollars pour le secteur Production d'origine fossile non réglementée, avec une réduction correspondante des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 50 millions de dollars pour le secteur Divers. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, les honoraires de services se sont élevés à 30 millions de dollars pour le secteur Production nucléaire réglementée, à 3 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique réglementée, à 4 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique non réglementée et à 11 millions de dollars pour le secteur Production d'origine fossile non réglementée, avec une réduction correspondante des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 48 millions de dollars pour le secteur Divers.

Les achats et les ventes des marchés interconnectés (y compris ceux qui prévoient la livraison), et les gains et les pertes découlant de l'évaluation à la valeur du marché (réalisés et latents) sur les contrats de négociation d'énergie sont présentés selon le montant net dans les états des résultats consolidés. Présentés selon le montant brut, les revenus et les achats d'électricité pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 auraient augmenté de 120 millions de dollars (163 millions de dollars au 31 décembre 2006).

Les variations de la juste valeur des instruments financiers qui ne répondent pas au critère d'application de la comptabilité de couverture sont constatées dans les autres revenus, et sont reportées dans les bilans consolidés annuels vérifiés à la juste valeur à titre d'actifs ou de passifs. La valeur comptable et les notionnels des instruments dérivés sont présentés à la note 13 afférente aux états financiers consolidés annuels vérifiés au 31 décembre 2007 et pour l'exercice terminé à cette date.

Intérêts débiteurs, montant net

Les intérêts débiteurs, montant net, pour 2007 se sont établis à 143 millions de dollars comparativement à 193 millions de dollars pour 2006. La baisse des intérêts débiteurs, montant net, en 2007, par rapport à 2006, est principalement attribuable au report des intérêts débiteurs additionnels lié au compte de report de remise en service de la centrale Pickering A, comme l'exige le règlement modifié en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario).

Impôts sur les bénéfices

OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices de ses activités non réglementées. Selon cette méthode, les actifs et les passifs d'impôts futurs sont établis selon les écarts entre les valeurs comptables et les valeurs fiscales des actifs et des passifs et sont évalués au moyen des taux d'imposition pratiquement en vigueur et des lois qui seront en vigueur au cours des exercices où les écarts temporaires devraient se résorber ou se régler. Depuis le 1er avril 2005, avec la mise en application de la réglementation des tarifs, OPG comptabilise les impôts sur les bénéfices liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités selon la méthode des impôts exigibles. Selon cette méthode, OPG ne constate pas d'impôts futurs liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités dans la mesure où ces impôts futurs devraient être recouvrés ou remboursés à même les prix réglementés futurs imposés à la clientèle.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, il y a eu un recouvrement d'impôts, montant net, de 51 millions de dollars, comparativement à une charge d'impôts de 86 millions de dollars en 2006. La baisse de la charge d'impôts est attribuable dans une large mesure à une contribution additionnelle de 334 millions de dollars aux Fonds nucléaires en 2007. Les contributions sont déductibles d'impôts, et aucune charge d'impôts futurs compensatoire n'est constatée par OPG en raison de l'utilisation de la méthode des impôts exigibles pour la comptabilisation des impôts sur les bénéfices dans le secteur Production réglementée. De plus, la charge d'impôts a diminué par suite d'une réduction des taux d'imposition futurs fédéraux qui sont pratiquement entrés en vigueur en 2007.

Pendant les exercices terminés les 31 décembre 2007 et 2006, la charge d'impôts a été moins élevée respectivement de 127 millions de dollars et 89 millions de dollars qu'elle ne l'aurait été si OPG avait comptabilisé les impôts sur les bénéfices du secteur Production réglementée selon la méthode axée sur le bilan.

L'ajustement transitoire lié au cumul des autres éléments du résultat étendu à l'adoption des normes de comptabilisation des instruments financiers a été inférieur de 4 millions de dollars à ce qu'il aurait été si OPG avait utilisé la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices du secteur Production réglementée.

Au troisième trimestre de 2006, OPG a reçu un avis préliminaire des vérificateurs de l'impôt de la Province (les « vérificateurs de l'impôt ») relativement à leurs constatations initiales découlant de leur vérification de l'année d'imposition 1999 d'OPG. Bon nombre des questions soulevées au cours de la vérification sont uniques à OPG et ont trait aux activités de démarrage et aux positions adoptées le 1er avril 1999 au moment de l'entrée en exploitation, ou à des questions qui n'étaient pas traitées de façon appropriée selon la *Loi de 1998 sur l'électricité*. Bien qu'OPG ait par la suite résolu certaines de ces questions, il subsiste des incertitudes quant à la façon dont les autres questions seront résolues. OPG prévoit recevoir un avis de redressement pour son année d'imposition 1999. La Société a l'intention de défendre sa position au moyen du processus d'appels en matière fiscale.

Par le passé, OPG a comptabilisé des charges d'impôts relativement à certaines positions fiscales adoptées pour des années antérieures et qui pourraient être rejetées. Compte tenu de l'incertitude entourant la résolution de ces questions fiscales, OPG n'a pas ajusté ses passifs d'impôts. Si l'issue ultime différait des passifs d'impôts comptabilisés par OPG, le taux d'imposition effectif et le bénéfice net de la Société pourraient être gravement touchés, de manière positive ou négative, dans la période au cours de laquelle les questions seront résolues.

Situation de trésorerie et sources de financement

Les principales sources de liquidité et de capital d'OPG sont les flux de trésorerie provenant de l'exploitation, le financement bancaire et les facilités de crédit fournies par l'actionnaire d'OPG. Ces sources sont utilisées pour l'investissement continu dans les centrales et les technologies, ainsi que pour acquitter les autres obligations de financement importantes, y compris les cotisations à la caisse de retraite, au Fonds pour combustible irradié et au Fonds de déclassement, et pour assurer le service et le remboursement de la dette à long terme de même que pour acquitter les obligations liées au rabais associé à la limite de revenus.

	Exercices terminés les 31 décembre	
(en millions de dollars)	**2007**	2006
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	**6**	908
Flux de trésorerie d'exploitation	**407**	397
Flux de trésorerie d'investissement	**(782)**	(650)
Flux de trésorerie de financement	**479**	(649)
Augmentation (diminution) nette	**104**	(902)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	**110**	6

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie d'exploitation pour 2007 se sont établis à 407 millions de dollars en regard de 397 millions de dollars en 2006. La hausse des flux de trésorerie est surtout attribuable à la baisse des paiements relatifs au rabais associé à la limite de revenus, à l'augmentation des revenus de production autres que d'électricité et à la hausse du remboursement par les Fonds nucléaires de dépenses associées au stockage sécuritaire des unités 2 et 3 de la centrale nucléaire Pickering A. La hausse des flux de trésorerie a été annulée en partie par la contribution non récurrente de 334 millions de dollars au Fonds pour combustible irradié, comme l'exige l'ONFA, relativement à l'entente de location conclue avec Bruce Power, une augmentation des dépenses d'exploitation et de maintenance et une diminution des encaissements provenant des ventes d'électricité. La baisse des paiements relatifs au rabais associé à la limite de revenus pour 2007 en regard de 2006 résulte d'un paiement de 739 millions de dollars fait au deuxième trimestre de 2006 pour la période du 1er avril 2005 au 31 décembre 2005. Les paiements relatifs au rabais associé à la limite de revenus sont maintenant effectués tous les trimestres.

Activités d'investissement

OPG est une entreprise à forte intensité de capital, ce qui l'oblige à continuer d'investir dans des centrales et des technologies pour améliorer l'efficacité de son exploitation, augmenter la capacité de production de ses centrales, investir dans de nouvelles centrales et maintenir et améliorer le service, la fiabilité, la sécurité et le rendement sur le plan de l'environnement.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, les dépenses en immobilisations se sont établies à 666 millions de dollars comparativement à 637 millions de dollars en 2006. La hausse des dépenses en immobilisations découle surtout d'investissements accrus dans le Portlands Energy Centre et dans des installations nucléaires et de production d'origine fossile, compensés en partie par une baisse des investissements dans le projet du tunnel de Niagara.

Pour 2008, OPG prévoit des dépenses en immobilisations d'environ 800 millions de dollars, dont des montants pour le tunnel de Niagara, le Portlands Energy Centre et d'autres projets de développement.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, les activités d'investissement comprenaient des coûts reportés à titre d'actifs réglementaires de 58 millions de dollars, comparativement à 13 millions de dollars au cours de la même période en 2006. Le montant reporté à titre d'actifs réglementaires au cours de 2007 comprenait des intérêts débiteurs liés au compte de report de remise en service de la centrale Pickering A, et des coûts autres qu'en capital engagés dans le cadre de projets de mise en valeur des centrales nucléaires.

Au 31 décembre 2007, OPG a reclassé ce qui lui restait du PCAA de tiers, d'un montant de 58 millions de dollars, dans les placements à long terme. Une analyse de l'exposition d'OPG au PCAA est présentée à la section *Faits nouveaux*.

Activités de financement

OPG a une facilité de crédit bancaire consentie renouvelable de 1 milliard de dollars, divisée en deux tranches : une tranche de 500 millions de dollars de 364 jours venant à échéance le 21 mai 2008 et une tranche de 500 millions de dollars de cinq ans venant à échéance le 22 mai 2012. La durée de la tranche à plus long terme a été prolongée de trois à cinq ans, au renouvellement de la facilité de crédit bancaire en mai 2007. Le total de la facilité de crédit continuera d'être principalement affecté au soutien des effets émis dans le cadre du programme de papier commercial d'OPG. Au 31 décembre 2007, il n'y avait pas de papier commercial en cours (15 millions de dollars en 2006). OPG n'avait aucun autre emprunt en cours en vertu de sa facilité de crédit bancaire.

OPG a également des facilités de découvert non confirmées à court terme de 25 millions de dollars (26 millions de dollars en 2006) et des facilités de crédit non confirmées à court terme de 238 millions de dollars (240 millions de dollars en 2006) soutenant l'émission de lettres de crédit. OPG utilise des lettres de crédit au soutien des régimes de retraite complémentaires et à d'autres fins. Au 31 décembre 2007, il y avait un total de 205 millions de dollars (185 millions de dollars en 2006) de lettres de crédit émises, qui comprenaient 175 millions de dollars liés aux régimes de retraite complémentaires (159 millions de dollars en 2006) et 16 millions de dollars (16 millions de dollars en 2006) liés à la construction du Portlands Energy Centre.

OPG a négocié une entente avec la SFIÉO pour financer le projet du tunnel de Niagara jusqu'à concurrence de 1 milliard de dollars pendant la durée du projet. Le financement est avancé sous la forme d'effets de dix ans, selon des modalités commerciales. Les avances consenties en vertu de cette facilité ont commencé en octobre 2006 et s'élevaient à 240 millions de dollars au 31 décembre 2007, y compris 80 millions de dollars de nouveaux emprunts en 2007.

De même, un financement par emprunt a été négocié avec la SFIÉO à l'égard de la participation d'OPG dans le Portlands Energy Centre et le projet du Lac Seul; ce financement pourra atteindre respectivement 400 millions de dollars et 50 millions de dollars. Les avances en vertu de ces facilités ont commencé en décembre 2006 et totalisaient 210 millions de dollars pour le Portlands Energy Centre et 20 millions de dollars pour le projet du Lac Seul au 31 décembre 2007, y compris un nouvel emprunt de 120 millions de dollars consenti aux termes de la facilité de crédit du Portlands Energy Centre au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2007.

Au 31 décembre 2007, la dette à long terme d'OPG à payer à la SFIÉO s'établissait à 3,7 milliards de dollars. Bien que les nouveaux financements ajoutés en 2006 et en 2007 aient prolongé le profil des échéances, une somme d'environ 2,5 milliards de dollars de la dette à long terme doit être remboursée ou refinancée au cours des cinq prochaines années. Afin de s'assurer de sources de financement suffisantes outre son programme de papier commercial de 1 milliard de dollars adossé à la facilité de crédit bancaire, OPG a conclu une entente avec la SFIÉO portant sur une facilité aux fins générales de l'entreprise de 500 millions de dollars disponible pour la période du 1er juin 2007 au 31 mars 2008. OPG a également conclu avec la SFIÉO une convention de crédit de 950 millions de dollars pour refinancer les effets de premier rang venant à échéance au cours de la période du 22 septembre 2007 au 22 septembre 2009.

En juin 2007 et en décembre 2007, OPG a émis respectivement 100 millions de dollars et 400 millions de dollars en vertu de la facilité aux fins générales de l'entreprise. En septembre 2007, OPG a respecté son obligation au titre du remboursement de la dette en émettant 200 millions de dollars d'effets en vertu de la facilité de crédit de 950 millions de dollars pour refinancer les effets venant à échéance. Ces emprunts viennent à échéance en 2017.

Engagements contractuels et commerciaux

Les obligations contractuelles et autres engagements commerciaux importants de la Société au 31 décembre 2007 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2008	2009	2010	2011	2012	Par la suite	Total
Obligations contractuelles :							
Ententes d'approvisionnement en combustible	694	417	325	258	219	374	**2 287**
Contributions effectuées dans le cadre de l'ONFA[1]	454	350	350	317	308	1 239	**3 018**
Remboursement de la dette à long terme	400	350	970	375	400	1 170	**3 665**
Intérêt sur la dette à long terme	201	183	152	103	75	288	**1 002**
Obligations d'achat non conditionnelles	18	17	16	12	13	174	**250**
Créditeurs à long terme	9	–	–	–	–	–	**9**
Obligations en vertu de contrats de location-exploitation	12	12	13	13	13	2	**65**
Permis d'exploitation	20	19	21	22	22	–	**104**
Cotisations aux régimes de retraite[2]	260	–	–	–	–	–	**260**
Divers	33	31	34	32	18	42	**190**
	2 101	1 379	1 881	1 132	1 068	3 289	**10 850**
Engagements commerciaux importants :							
Tunnel de Niagara	146	258	34	–	–	–	**438**
Autres projets hydroélectriques	48	8	1	–	–	–	**57**
Portlands Energy Centre	59	5	3	3	3	46	**119**
Total	2 354	1 650	1 919	1 135	1 071	3 335	**11 464**

1 Les contributions aux termes de l'ONFA sont sujettes à un ajustement en raison du plan de référence approuvé de 2006 de l'ONFA.

2 Les cotisations aux régimes de retraite comprennent les besoins de capitalisation additionnels étant donné le déficit et les besoins de capitalisation continus conformément à l'évaluation actuarielle au 1er janvier 2005. Les cotisations subissent l'incidence de divers facteurs, y compris le rendement du marché, les modifications aux hypothèses actuarielles, les résultats techniques des régimes et le calendrier des évaluations actuarielles. Les besoins de capitalisation après 2008 sont exclus en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires aux prévisions de l'échéancier des flux de trésorerie futurs. Les cotisations aux régimes de retraite sont susceptibles d'être modifiées par suite de l'évaluation actuarielle prévue en 2008.

Notation financière

Le maintien de notes financières de première qualité est essentiel à la liquidité de la Société et à l'accès futur aux marchés financiers. Le coût et la disponibilité du financement sont tributaires des notes attribuées, qui se veulent une indication de la solidité d'une société, d'un titre ou d'une obligation en particulier. Des notes faibles entraînent habituellement des coûts d'emprunt plus élevés de même qu'un accès réduit aux marchés financiers.

En décembre 2007, OPG avait une note à long terme de BBB+ attribuée par Standard & Poor's (« S&P ») et de A (bas) attribuée par Dominion Bond Rating Service (« DBRS »). En novembre 2007, DBRS a accordé à la dette non garantie et au papier commercial d'OPG les cotes respectives de A (bas) et R1 (bas), avec des tendances stables.

Faits saillants du bilan

La rubrique qui suit présente les faits saillants de la situation financière consolidée vérifiée d'OPG tirés des principales données du bilan :

Principales données du bilan	**Aux 31 décembre**	
(en millions de dollars)	**2007**	2006
Actif		
Débiteurs	**315**	230
Immobilisations corporelles, montant net	**12 777**	12 761
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**9 263**	7 594
Actifs réglementaires	**356**	251
Placements à long terme	**93**	32
Passif		
Créditeurs et charges à payer	**953**	989
Rabais associé à la limite de revenus, à payer	**100**	40
Dette à long terme (incluant la tranche échéant à moins d'un an)	**3 853**	3 359
Enlèvement des immobilisations et gestion des déchets nucléaires	**10 957**	10 520

Débiteurs

Au 31 décembre 2007, les débiteurs s'établissaient à 315 millions de dollars comparativement à 230 millions de dollars au 31 décembre 2006. L'augmentation de 85 millions de dollars est surtout attribuable à des volumes accrus de production d'électricité en décembre 2007 par rapport à décembre 2006.

Immobilisations corporelles, montant net

Les immobilisations corporelles, montant net, au 31 décembre 2007 et au 31 décembre 2006 ont été respectivement de 12 777 millions de dollars et 12 761 millions de dollars. L'augmentation est surtout attribuable aux ajouts aux immobilisations compensés en majeure partie par la dotation aux amortissements. Le projet de réseau d'énergie auxiliaire de la centrale nucléaire Pickering B a été un ajout important aux immobilisations en service au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2007.

Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires

OPG est responsable de la gestion à long terme continue des déchets nucléaires radioactifs et du combustible irradié découlant des activités ainsi que du déclassement futur de ses centrales nucléaires. Les obligations d'OPG ont trait aux centrales nucléaires Pickering et Darlington qui sont exploitées par OPG, de même qu'aux centrales nucléaires Bruce A et B qu'OPG loue à Bruce Power.

Pour financer ces obligations, OPG a établi et gère, conjointement avec la Province, un Fonds pour combustible irradié et un Fonds de déclassement, qui sont financés par OPG conformément à l'accord en vertu de l'ONFA. Le Fonds pour combustible irradié vise principalement à financer les dépenses futures liées à la gestion à long terme des grappes de combustible nucléaire irradié fortement radioactif. Le Fonds de déclassement a été établi pour financer les dépenses futures liées à l'enlèvement des immobilisations nucléaires et à la gestion à long terme des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité. OPG conserve les Fonds nucléaires dans des comptes de garde en mains tierces et de fiducie qui sont distincts du reste des actifs d'OPG.

Les actifs des Fonds nucléaires sont investis dans des titres à revenu fixe et des titres de capitaux propres. Les Fonds nucléaires sont désignés par les fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires dans les états financiers consolidés d'OPG. Jusqu'au 31 décembre 2006, OPG a constaté les actifs dans les Fonds nucléaires à titre de placements à long terme à leur coût après amortissement. Jusqu'au 31 décembre 2006 inclusivement, les gains et les pertes n'étaient constatés qu'au moment de la vente d'un titre sous-jacent. À ce titre, les gains et pertes latents liés aux placements dans les Fonds nucléaires n'ont pas été constatés dans les états financiers consolidés d'OPG. Au 31 décembre 2006, la valeur des Fonds nucléaires selon le coût après amortissement s'établissait à 7 594 millions de dollars.

En date du 1er janvier 2007, OPG a adopté le chapitre 3855 du *Manuel de l'ICCA*, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation ». En raison de cette adoption, les placements dans les Fonds nucléaires et les montants correspondants dus à la Province seront classés comme détenus à des fins de transaction et seront évalués à leur juste valeur, et les gains et les pertes réalisés et latents seront constatés dans les états financiers consolidés d'OPG.

Fonds de déclassement

À l'expiration de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds de déclassement qui correspond à l'écart positif entre la juste valeur de marché du Fonds de déclassement et les coûts d'achèvement estimatifs, sous réserve de l'approbation la plus récente du plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA. Lorsque le Fonds de déclassement est excédentaire, OPG limite le bénéfice qu'elle constate dans ses états financiers consolidés en imputant une charge au Fonds de déclassement et en inscrivant un montant correspondant dû à la Province, de sorte que le solde du Fonds de déclassement soit égal au coût estimatif du passif selon le plan de référence le plus récent. Le montant dû à la Province pourrait être réduit au cours de périodes ultérieures si le rendement du Fonds de déclassement était en deçà de la cible de rendement, ou si un nouveau plan de référence en vertu de l'ONFA était approuvé avec un passif estimatif de déclassement plus élevé.

Au 31 décembre 2006, selon les coûts estimatifs d'achèvement autorisés dans le plan de référence approuvé de 2006, le Fonds de déclassement était surcapitalisé selon la comptabilisation à la juste valeur, mais sous capitalisé selon la comptabilisation au coût après amortissement. En conséquence de l'adoption des normes de comptabilisation des instruments financiers le 1er janvier 2007, OPG a ajusté les placements dans le Fonds de déclassement et les créditeurs connexes à leur juste valeur, puis a comptabilisé un ajustement transitoire de 519 millions de dollars pour augmenter le solde d'ouverture des bénéfices non répartis. Ainsi, les placements dans le Fonds de déclassement et les créditeurs connexes sont évalués à leur juste valeur et toute variation de la juste valeur est comptabilisée en résultat net.

Après l'ajustement visant à refléter les placements à la juste valeur, la valeur des placements dans le Fonds de déclassement au 1er janvier 2007 excédait les coûts d'achèvement estimatifs selon le plan de référence approuvé de 2006 et, par conséquent, le solde du Fonds de déclassement a été réduit de l'excédent de capitalisation en inscrivant un montant dû à la Province. Parce que la Province a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds de déclassement à l'expiration de l'ONFA, les bénéfices d'OPG sont plafonnés à un taux de 5,15 %, soit le taux de croissance du passif lié aux coûts d'achèvement estimatifs, tant et aussi longtemps que le Fonds de déclassement est surcapitalisé. Si le Fonds de déclassement est sous-capitalisé, son rendement reflète le rendement réel du Fonds selon la valeur marchande des actifs.

Au 31 décembre 2007, la valeur de l'actif du Fonds de déclassement s'établissait à 5 075 millions de dollars selon la comptabilisation à la juste valeur, ce qui excède toujours la valeur du passif d'après le plan de référence approuvé de 2006. En raison de cet excédent de capitalisation, OPG doit inscrire un montant dû à la Province de 3 millions de dollars, soit le montant exigible par la Province si l'on avait mis fin au Fonds de déclassement aux termes de l'ONFA. En vertu de l'ONFA, s'il arrivait qu'un solde excédentaire du Fonds de déclassement fasse que la capitalisation des passifs, comme définis dans le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA, soit d'au moins 120 %, OPG pourrait donner instruction qu'au plus la moitié de l'excédent dépassant ce niveau de capitalisation de 120 % soit considérée comme une cotisation au Fonds pour combustible irradié, auquel cas la SFIÉO aurait droit à une distribution d'un montant équivalent.

Fonds pour combustible irradié

En vertu de l'ONFA, la Province garantit à OPG un rendement annuel de 3,25 % du Fonds pour combustible irradié, plus la variation de l'IPC de l'Ontario (« rendement garanti ») relativement au passif lié aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié. OPG comptabilise le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et l'inclut à titre de bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires. La différence entre le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et le rendement réel du marché, selon la juste valeur des actifs du Fonds, qui comprend les rendements réalisés et latents, est due à ou par la Province.

Jusqu'au 31 décembre 2006, OPG comptabilisait les placements dans le Fonds pour combustible irradié au coût après amortissement, et le montant dû à ou par la Province, constaté dans les états financiers consolidés, correspondait à la différence entre le rendement garanti et le rendement réel fondé sur les rendements réalisés. Au 31 décembre 2006, le Fonds pour combustible irradié comprenait un montant de 100 millions de dollars dû à la Province. La valeur de l'actif lié au Fonds pour combustible irradié, compte tenu du rendement garanti et du montant connexe dû à la Province, était de 3 238 millions de dollars au 31 décembre 2006.

En vertu de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent du Fonds pour combustible irradié, sous réserve d'un coefficient de capitalisation minimal de 110 % comparativement à la valeur des passifs connexes.

À compter du 1er janvier 2007, les placements détenus dans le Fonds pour combustible irradié sont évalués à la juste valeur. En conséquence, le solde du Fonds pour combustible irradié s'est établi à 3 876 millions de dollars pour refléter l'évaluation à la juste valeur. La Province garantit à OPG un rendement annuel du Fonds pour combustible irradié pour ce qui est des premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié à taux garanti; ainsi, tout écart entre le rendement garanti et le rendement réel fondé sur la juste valeur est contrebalancé par la variation du montant connexe dû à ou par la Province relativement au Fonds pour combustible irradié. Ainsi, OPG n'a constaté aucun ajustement transitoire dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis associé au Fonds pour combustible irradié.

Au 31 décembre 2007, la valeur de l'actif du Fonds pour combustible irradié s'établissait à 4 702 millions de dollars selon la comptabilisation à la juste valeur. La valeur de l'actif a été absorbée par un montant dû à la Province de 511 millions de dollars relativement à l'ajustement du rendement garanti.

Actifs réglementaires

Au 31 décembre 2007, les actifs réglementaires s'établissaient à 356 millions de dollars comparativement à 251 millions de dollars au 31 décembre 2006. Conformément à la modification au règlement en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario), pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, OPG a comptabilisé une somme de 131 millions de dollars dans le compte de report liée à l'augmentation des passifs d'OPG pour la gestion du combustible irradié et le déclassement nucléaire et la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité découlant du plan de référence approuvé de 2006. La constatation de l'actif réglementaire pour ce compte de report a entraîné une réduction des charges additionnelles découlant de l'augmentation des passifs nucléaires. Ces charges comprenaient une charge de désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires, et une dépréciation de la valeur comptable des immobilisations connexes. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2007, OPG a également reporté 28 millions de dollars de coûts autres qu'en capital, dont 1 million de dollars d'intérêts, engagés dans le cadre de projets de mise en valeur des centrales nucléaires conformément au règlement.

L'augmentation des actifs réglementaires a été partiellement compensée par la réduction du solde du compte de report de remise en service de la centrale Pickering A attribuable à une dotation aux amortissements de 96 millions de dollars au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2007. L'incidence de l'amortissement lié au compte de report de remise en service de la centrale Pickering A a été contrebalancée en partie par le report de 30 millions de dollars d'intérêts débiteurs liés au solde du compte de report comme le prévoit le règlement modifié.

Placements à long terme
Les placements à long terme au 31 décembre 2007 se sont établis à 93 millions de dollars comparativement à 32 millions de dollars au 31 décembre 2006. L'augmentation est surtout attribuable au reclassement dans les placements à long terme du PCAA de tiers d'OPG.

Créditeurs et charges à payer
Au 31 décembre 2007, les créditeurs et charges à payer s'élevaient à 953 millions de dollars comparativement à 989 millions de dollars au 31 décembre 2006. La baisse est principalement attribuable à des changement dans le calendrier des dépenses et des paiements entre 2007 et 2006.

Rabais associé à la limite de revenus, à payer
Le rabais associé à la limite de revenus, à payer s'établissait à 100 millions de dollars au 31 décembre 2007 contre 40 millions de dollars au 31 décembre 2006. L'augmentation est principalement attribuable à une hausse des prix sur le marché au comptant de l'Ontario au cours du quatrième trimestre de 2007 par rapport à la même période en 2006.

Dette à long terme (incluant la tranche échéant à moins d'un an)
La dette à long terme au 31 décembre 2007 s'établissait à 3 853 millions de dollars comparativement à 3 359 millions de dollars au 31 décembre 2006. L'augmentation est principalement attribuable à l'émission de titres d'emprunt à long terme de 200 millions de dollars en vertu d'une convention de crédit visant à refinancer des effets de premier rang, à un montant de 200 millions de dollars liés à des projets d'immobilisations garantis et à un montant de 500 millions de dollars en vertu de la facilité aux fins générales de l'entreprise. La hausse a été compensée dans une large mesure par le remboursement de la dette à long terme de 406 millions de dollars.

Enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires
Le passif lié à l'enlèvement d'immobilisations (relatif aux centrales nucléaires et aux centrales à combustible fossile) et à la gestion des déchets nucléaires atteignait 10 957 millions de dollars au 31 décembre 2007 contre 10 520 millions de dollars au 31 décembre 2006. L'augmentation résulte surtout de la charge de désactualisation due au passage du temps, compensée en partie par les dépenses liées aux activités de gestion des déchets nucléaires.

Cumul des autres éléments du résultat étendu
En date du 1er janvier 2007, OPG a adopté le chapitre 3865 du *Manuel de l'ICCA*, « Couvertures », et a constaté les instruments de couverture désignés à titre de couvertures de flux de trésorerie dans le solde d'ouverture du cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts. En même temps, la juste valeur des instruments de couverture a été constatée dans les bilans consolidés annuels vérifiés d'OPG. Les ajustements subséquents découlant de ces instruments de couverture sont aussi constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts. Avant le 1er janvier 2007, les instruments de couverture qui répondent aux critères d'application de la comptabilité de couverture n'étaient pas constatés à la juste valeur dans les bilans consolidés et ont été présentés comme des éléments hors bilan.

La majorité des instruments dérivés d'OPG sont traités en tant que couvertures, les gains ou les pertes étant constatés dans le bénéfice au moment du règlement des opérations sous-jacentes. OPG détient des dérivés financiers sur marchandises principalement pour couvrir le risque de variation des prix des marchandises associé aux fluctuations du prix de l'électricité. Des instruments dérivés de change servent à couvrir le risque lié aux achats prévus libellés en dollars américains. Des dérivés sur taux d'intérêt sont utilisés pour couvrir l'exposition aux variations des taux d'intérêt du marché sur la dette à taux variable et sur les titres d'emprunt qui devraient, selon les prévisions, être émis dans l'avenir. Lorsqu'une relation de couverture prend fin, que la désignation d'une relation de couverture est échue ou qu'une partie de l'instrument de couverture n'est plus efficace, tous les gains ou les pertes connexes sont inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu et sont comptabilisés dans l'état des résultats consolidé de la période en cours. Au 31 décembre 2007, OPG présentait un cumul des autres éléments du résultat étendu de 17 millions de dollars.

Ententes hors bilan
Dans le cours normal des affaires, OPG est partie à diverses opérations, lesquelles, selon les PCGR du Canada, ne sont pas comptabilisées dans les états financiers consolidés de la Société, ou le sont à des montants qui diffèrent des montants contractuels totaux. Les principales activités hors bilan menées par OPG comprennent la titrisation de créances, des garanties qui prévoient une assurance financière ou de bonne exécution à des tiers au nom de certaines filiales, et des contrats à prix fixe à long terme.

Titrisation
En octobre 2003, OPG a conclu un accord de titrisation à rechargement avec une fiducie indépendante. La fiducie indépendante n'est pas contrôlée par OPG, et OPG n'en est pas le principal bénéficiaire. Par conséquent, les résultats de la fiducie ne sont pas consolidés. La titrisation donne à OPG une autre source de financement rentable. Pour les exercices terminés les 31 décembre 2007 et 2006, le coût moyen tout compris des fonds a été respectivement de 5,1 % et 4,4 %, et les charges avant impôts sur les ventes à la fiducie ont atteint respectivement 15 millions de dollars et 13 millions de dollars. L'entente de titrisation actuelle dure jusqu'en août 2009. Voir la note 4 afférente aux états financiers consolidés annuels vérifiés de 2007 d'OPG pour des renseignements additionnels.

Garanties
Dans le cours normal des affaires, OPG et certaines de ses filiales et coentreprises concluent diverses ententes fournissant une assurance financière ou de bonne exécution à des tiers au nom de certaines filiales et coentreprises. Ces ententes prévoient des garanties, des lettres de crédit de soutien et des cautionnements.

Instruments de couverture avant l'adoption des normes sur les instruments financiers
Avant l'adoption des normes sur les instruments financiers le 1er janvier 2007, les instruments dérivés qui étaient désignés à titre de couvertures étaient exclus des états financiers consolidés vérifiés. Ces instruments étaient constatés au moment du règlement, lorsque les opérations sous-jacentes étaient effectuées. Au 31 décembre 2006, le gain reporté sur de tels instruments de couverture était de 41 millions de dollars.

Conventions et estimations comptables critiques

Les conventions comptables importantes d'OPG, incluant l'incidence de prises de position comptables futures, sont décrites à la note 3 afférente aux états financiers consolidés annuels vérifiés au 31 décembre 2007 et pour l'exercice terminé à cette date. Certaines de ces conventions sont qualifiées de critiques du fait des jugements et des estimations subjectifs et complexes qui sont requis pour certains éléments comportant de l'incertitude qui, dépendant des circonstances et des hypothèses retenues, peuvent être comptabilisés à des montants qui peuvent être considérablement différents. Les conventions et les estimations comptables critiques qui ont une incidence sur les états financiers consolidés d'OPG, la probabilité que des montants considérablement différents soient présentés compte tenu de circonstances et d'estimations différentes, et l'incidence des modifications de certaines circonstances ou hypothèses sont décrites ci-après.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

Un règlement adopté en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario) prévoit que la production de la plupart des installations hydroélectriques de base d'OPG et de la totalité des installations nucléaires exploitées par OPG reçoit des tarifs réglementés. En vertu de ce règlement, OPG est tenue d'établir un compte de report relativement aux coûts autres qu'en capital engagés à compter du 1er janvier 2005 relativement à la remise en service prévue de la totalité des unités de la centrale nucléaire Pickering A. Au 31 décembre 2007, le solde du compte de report s'établissait à 183 millions de dollars : coûts autres qu'en capital de 232 millions de dollars pour l'unité 1 et de 19 millions de dollars pour les unités 2 et 3, 20 millions de dollars de coûts autres qu'en capital généraux de remise en service et 37 millions de dollars d'intérêts appliqués au taux annuel de 6 %, comme le prescrit le règlement, déduction faite de l'amortissement cumulé de 125 millions de dollars. Au 31 décembre 2006, le solde du compte de report s'établissait à 249 millions de dollars : coûts autres qu'en capital de 232 millions de dollars pour l'unité 1 et de 19 millions de dollars pour les unités 2 et 3, 20 millions de dollars de coûts autres qu'en capital généraux de remise en service et 7 millions de dollars d'intérêts appliqués au taux annuel de 6 %, déduction faite de l'amortissement cumulé de 29 millions de dollars. OPG a commencé à amortir le compte de report lorsque l'unité 1 de la centrale nucléaire Pickering A a été remise en service en novembre 2005. L'amortissement de 96 millions de dollars a été imputé à la dotation aux amortissements en 2007 (25 millions de dollars en 2006). Quand OPG deviendra assujettie aux tarifs réglementés établis par la CEO, ce qui est prévu en 2008, la CEO sera tenue par le règlement de s'assurer qu'OPG récupère tout solde du compte de report à même les tarifs futurs facturés à la clientèle de manière linéaire sur une période d'au plus 15 ans.

En outre, en vertu du règlement, OPG est tenue d'établir un compte d'écart pour comptabiliser certains coûts engagés et les revenus gagnés ou les manques à gagner à compter du 1er avril 2005 en raison d'écarts par rapport aux informations prévisionnelles fournies à la Province aux fins de l'établissement des prix réglementés, qui sont liés à un certain nombre de circonstances prédéfinies. Aux termes du règlement, la CEO est tenue de s'assurer qu'OPG récupère ou rembourse ces montants dans les tarifs réglementés futurs imposés à la clientèle pendant une période d'au plus trois ans, dans la mesure où la CEO est convaincue que les coûts ont été engagés prudemment et comptabilisés de façon appropriée. Au 31 décembre 2007, OPG constatait un actif réglementaire de 5 millions de dollars (néant en 2006) dans le compte d'écart en raison des revenus tirés des services connexes qui ont été inférieurs aux prévisions fournies à la Province aux fins de l'établissement des prix réglementés. Au 31 décembre 2007, OPG constatait un actif réglementaire de 7 millions de dollars (passif réglementaire de 4 millions de dollars en 2006) dans un compte d'écart reflétant des conditions hydrologiques différentes de celles qui étaient prévues. De plus, au 31 décembre 2007, OPG a comptabilisé un actif réglementaire de 2 millions de dollars (néant en 2006) attribuable à une baisse des revenus de production causée par des indisponibilités et des restrictions liées au transport.

L'autre passif réglementaire comprend une tranche de revenus non réglementés gagnés par les actifs réglementés d'OPG, que cette dernière prévoit appliquer en réduction aux tarifs réglementés futurs qui seront établis par la CEO. L'évaluation des actifs et des passifs réglementaires est tributaire de certaines estimations et hypothèses, y compris des hypothèses posées relativement à l'interprétation du règlement.

En février 2007, la Province a modifié le règlement en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario) afin de clarifier certains articles et d'exiger d'OPG qu'elle établisse un compte de report relativement à certaines variations de son passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié et de son passif lié au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité. Le compte de report requiert qu'OPG comptabilise un actif ou un passif réglementaire représentant l'incidence qu'ont sur les besoins de revenus les variations de ces passifs nucléaires qui découlent d'un plan de référence approuvé après le 1er avril 2005, conformément aux termes de l'ONFA. Le 31 décembre 2006, OPG a comptabilisé une augmentation de 1 386 millions de dollars de ces passifs nucléaires découlant du plan de référence approuvé pour 2006.

Depuis le premier trimestre de 2007 et jusqu'à la date effective de la première ordonnance de la CEO établissant les tarifs réglementés, attendue après le 31 mars 2008, OPG comptabilise un actif réglementaire lié à l'augmentation des passifs nucléaires découlant du plan de référence approuvé pour 2006. Au 31 décembre 2007, OPG comptabilisait 131 millions de dollars dans le compte de report relativement à cette augmentation des passifs nucléaires. La CEO est tenue, en vertu du règlement, de s'assurer qu'OPG récupère le solde comptabilisé dans le compte de report de manière linéaire sur une période d'au plus trois ans, dans la mesure où la CEO est convaincue que l'incidence sur les besoins de revenus est comptabilisée de manière appropriée.

Dans sa version modifiée de février 2007, le règlement en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario) clarifie que la CEO doit s'assurer qu'OPG recouvre, dans les tarifs réglementés futurs, tous les coûts en capital et autres qu'en capital engagés par OPG pour accroître la production d'une installation réglementée, la remettre à neuf ou augmenter sa capacité de production, à la condition que ces coûts soient dans les limites des budgets approuvés par le conseil d'administration d'OPG avant la première ordonnance de la CEO établissant les tarifs réglementés, ou que la CEO soit convaincue que ces coûts ont été prudemment engagés. Une autre modification apportée au règlement en février 2008 stipule que la CEO doit s'assurer qu'OPG récupère les coûts engagés et les engagements financiers fermes pris pendant la planification et la préparation en vue de l'aménagement des

nouvelles installations nucléaires proposées. Par suite de ces modifications, OPG a constaté un actif réglementaire de 28 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, ce qui représente les coûts autres qu'en capital se rapportant à ses initiatives de mise en valeur des centrales nucléaires. Les coûts autres qu'en capital sont constatés à titre d'actif réglementaire dans la mesure où ils ont été engagés après le 1er avril 2005 et n'ont pas été inclus dans les prévisions fournies à la Province aux fins de l'établissement des prix réglementés.

Impôts sur les bénéfices

OPG est exonérée de l'impôt en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada). Toutefois, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, OPG est tenue de verser à la SFIÉO des paiements en remplacement de l'impôt sur les bénéfices des sociétés et de l'impôt sur le capital. Ces paiements sont calculés conformément aux dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario) et sont modifiés conformément aux règlements de la *Loi de 1998 sur l'électricité*.

Les activités d'OPG sont complexes, et le calcul de la charge fiscale nécessite l'interprétation des divers lois et règlements relatifs à l'impôt. La *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario) comportent une foule d'interprétations techniques et de cas de jurisprudence qui aident à déterminer la position de la Société en matière de déclaration de revenus. Toutefois, la *Loi de 1998 sur l'électricité* et les règlements fiscaux connexes sont relativement nouveaux et, par conséquent, OPG a dû, depuis sa création, prendre certaines positions à l'égard du calcul de sa charge fiscale. Ces positions en matière de déclaration de revenus pourraient être contestées par suite d'une vérification, et certaines pourraient même être refusées, ce qui pourrait donner lieu à une modification importante de la charge fiscale d'OPG en cas de nouvelle cotisation.

Pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices du secteur Production non réglementée, OPG utilise la méthode axée sur le bilan et constitue une provision pour les impôts futurs à l'égard des écarts temporaires. Le processus comprend une estimation du passif réel d'OPG pour l'impôt exigible et une évaluation des impôts futurs de la Société en raison des écarts temporaires découlant de la différence entre la valeur fiscale d'un actif ou d'un passif et sa valeur comptable inscrite aux bilans consolidés. De plus, OPG doit évaluer si les actifs d'impôts futurs peuvent être réalisés et, dans la mesure où leur recouvrement n'est pas considéré comme probable, une provision pour moins-value doit être constituée.

Depuis le 1er avril 2005, OPG comptabilise les impôts sur les bénéfices des secteurs à tarifs réglementés de ses activités conformément aux paragraphes 102 à 104, inclusivement, du chapitre 3465 du *Manuel de l'ICCA*, « Impôts sur les bénéfices ». Par conséquent, OPG ne constate pas d'impôts futurs liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités dans la mesure où ces impôts futurs devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs imposés à la clientèle.

Des actifs d'impôts futurs de 234 millions de dollars (228 millions de dollars en 2006) ont été constatés dans le bilan consolidé au 31 décembre 2007. La Société est d'avis que le bénéfice imposable futur et les gains en capital seront suffisants pour permettre l'utilisation de ces déductions et reports prospectifs. En raison de l'adoption de la comptabilisation fondée sur la réglementation des tarifs, OPG n'a pas inscrit les actifs d'impôts futurs de 3 313 millions de dollars (3 514 millions de dollars en 2006) qui auraient été inscrits selon la méthode axée sur le bilan et qui découlent surtout des écarts temporaires liés aux provisions pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires.

Des passifs d'impôts futurs de 439 millions de dollars (477 millions de dollars en 2006) ont été constatés dans le bilan consolidé au 31 décembre 2007. En raison de l'adoption de la comptabilisation fondée sur la réglementation des tarifs, OPG n'a pas inscrit les passifs d'impôts futurs de 3 749 millions de dollars (3 686 millions de dollars en 2006) qui auraient été inscrits selon la méthode axée sur le bilan et qui découlent surtout des écarts temporaires liés aux fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires.

Immobilisations

OPG exerce ses activités dans un secteur hautement capitalistique et a besoin d'investir considérablement dans les immobilisations corporelles. Au 31 décembre 2007, la valeur comptable nette des immobilisations d'OPG s'élevait à 12 777 millions de dollars (12 761 millions de dollars en 2006).

Les immobilisations corporelles sont soumises à un test de recouvrabilité chaque fois que des événements ou des changements de situation indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. La recouvrabilité des immobilisations corporelles est établie en comparant la valeur comptable d'un actif aux flux de trésorerie nets futurs non actualisés devant découler de l'actif sur sa durée de vie utile estimative. Si les flux de trésorerie futurs prévus non actualisés sont inférieurs à la valeur comptable, une dépréciation est constatée, laquelle correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur, ou sur les flux de trésorerie actualisés.

Diverses hypothèses et estimations comptables sont requises pour déterminer si une dépréciation devrait être constatée et, si c'est le cas, pour en établir la valeur. Cela comprend des facteurs comme les prévisions à court et à long terme du prix du marché de l'électricité dans l'avenir, l'offre et la demande d'électricité, les dates de mise en service des centrales nouvelles et fermées temporairement, l'inflation, les prix du combustible, les dépenses en capital et la durée de vie des centrales. Les flux de trésorerie nets futurs qu'OPG prévoit réaliser relativement à ses immobilisations pourraient être très différents des valeurs comptables nettes inscrites dans les états financiers consolidés d'OPG.

Les estimations comptables ayant trait à la dépréciation d'actifs nécessitent beaucoup de jugement de la part de la direction pour évaluer la durée de vie utile appropriée des actifs à long terme d'OPG, y compris la prise en compte de divers facteurs technologiques et autres. La Province a tenu compte de l'avis de la SIERÉ énoncé dans son rapport de juin 2006 indiquant le besoin d'ajouter une capacité de 2 500 MW à 3 000 MW afin de préserver la fiabilité du réseau. En raison de retards dans le plan visant à remplacer la production au charbon d'ici 2009, OPG a, en date du 1er juillet 2006, prolongé la durée de vie de la totalité de ses centrales alimentées au charbon, aux fins du calcul de l'amortissement, jusqu'au 31 décembre 2012. Cette prolongation a réduit la dotation aux amortissements de 64 millions de dollars en 2006, de 126 millions de dollars en 2007 et la réduira de 46 millions de dollars en 2008. De 2009 à 2012, la dotation aux amortissements annuelle sera augmentée de 59 millions de dollars. OPG réévaluera la durée de service des centrales alimentées au charbon une fois que le PSEI aura été soumis et qu'il aura été approuvé par la CEO. Toute modification à la durée de

service estimative des centrales alimentées au charbon, aux fins du calcul de l'amortissement, pourrait avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'OPG.

En 2006, OPG a prolongé la durée de service résiduelle de la centrale nucléaire Pickering B jusqu'à 2014 aux fins du calcul de l'amortissement après une révision des composantes abrégeant la durée de vie, en tenant compte de facteurs de capacité récents. Cette prolongation a réduit la dotation aux amortissements de 36 millions de dollars en 2006 et en 2007.

Avec prise d'effet le 1er janvier 2008, la durée de service de la centrale nucléaire Darlington a été prolongée de deux ans, jusqu'à 2019, aux fins du calcul de l'amortissement, par suite d'un examen des composantes abrégeant la durée de vie de la centrale. Cette prolongation permettra de réduire la dotation aux amortissements de 18 millions de dollars par année.

Avec prise d'effet le 1er janvier 2008, la Société a prolongé la durée de service de la centrale nucléaire Bruce B jusqu'en 2014, aux fins de l'amortissement, par suite de l'examen des plans de capacité de production future du PSEI de l'OEO et à la lumière des données historiques sur la durée de service des principales composantes abrégeant la durée de vie de la centrale. En raison de cette prolongation, la dotation aux amortissements diminuera de 7 millions de dollars par année. De plus, en date du 1er janvier 2008, OPG a prolongé la durée de service de la centrale nucléaire Bruce A à 2035, aux fins de l'amortissement, par suite de l'examen des plans de capacité de production future déposés auprès de l'OEO et d'autres informations disponibles. La prolongation de la durée de service de la centrale nucléaire Bruce A, aux fins de l'amortissement, réduira la dotation aux amortissements de 8 millions de dollars par année.

Régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi
Le traitement comptable des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG dépend des conventions comptables et des hypothèses retenues par la direction pour calculer les montants.

Convention comptable
Conformément aux PCGR du Canada, les résultats réels qui diffèrent des hypothèses utilisées, de même que les ajustements découlant des changements d'hypothèses, sont cumulés et amortis sur des périodes futures et influent donc généralement sur les charges et l'obligation constatées dans les périodes futures.

Selon la convention de comptabilisation des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG, certains gains et pertes actuariels n'ont pas été passés en charges et ne sont donc pas pris en compte dans les obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG pour les raisons suivantes :

- Les actifs de la caisse de retraite sont évalués à la valeur liée au marché afin de déterminer les gains ou les pertes actuariels et le rendement prévu des actifs des régimes. La valeur liée au marché prend en compte les gains et les pertes sur les actifs découlant des titres de capitaux propres à un taux de rendement réel présumé de 6 % sur une période de cinq ans.
- Pour ce qui est des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi, l'excédent de la fraction non amortie du gain net cumulatif ou de la perte nette cumulative sur 10 % du montant le plus élevé entre l'obligation au titre des prestations et la valeur liée au marché des actifs des régimes (le « corridor ») est amorti sur la durée de service résiduelle moyenne prévue.

De plus, les coûts des services passés résultant des modifications des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi sont amortis sur des périodes futures et influent donc sur les charges constatées et l'obligation enregistrée au cours des périodes futures.

Au 31 décembre 2007, la perte actuarielle nette non amortie et les coûts non amortis des services passés pour les régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi s'élevaient à 1 993 millions de dollars (1 937 millions de dollars en 2006). La perte actuarielle nette non amortie et les coûts des services passés non amortis aux 31 décembre 2007 et 2006 s'établissaient comme suit :

	Régime de retraite agréé		Régimes de retraite complémentaires		Autres avantages postérieurs à l'emploi	
(en millions de dollars)	**2007**	2006	**2007**	2006	**2007**	2006
Perte actuarielle nette (gain actuariel net) non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	**2**	(677)	**–**	–	**–**	–
Perte actuarielle nette non amortissable en raison de l'utilisation du couloir	**960**	931	**16**	15	**206**	207
Perte actuarielle nette amortissable	**384**	854	**6**	5	**332**	492
Perte actuarielle nette non amortie	**1 346**	1 108	**22**	20	**538**	699
Coûts des services passés non amortis	**64**	82	**3**	3	**20**	25

Hypothèses comptables

Les hypothèses utilisées pour déterminer les obligations au titre des prestations projetées et les coûts des régimes d'avantages sociaux de la Société sont évaluées périodiquement par la direction en collaboration avec un actuaire indépendant. Les principales hypothèses, telles que le taux d'actualisation employé pour mesurer les obligations de la Société au titre des prestations, le taux de rendement prévu à long terme des actifs des régimes et les coûts projetés des soins de santé, sont évaluées et mises à jour chaque année. Les taux d'actualisation employés par OPG pour établir les obligations au titre des prestations projetées et les coûts des régimes d'avantages sociaux de la Société sont fondés sur le rendement d'obligations de sociétés notées AA représentatives.

Un changement dans ces hypothèses, toutes les autres hypothèses demeurant constantes, aurait l'incidence suivante sur les coûts de 2007, excluant les composantes liées à l'amortissement :

(en millions de dollars)	Régime de retraite agréé	Régimes de retraite complémentaires	Autres avantages postérieurs à l'emploi
Taux de rendement à long terme prévu			
Augmentation de 0,25 %	(20)	s.o.	s.o.
Diminution de 0,25 %	20	s.o.	s.o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(13)	–	(3)
Diminution de 0,25 %	13	–	3
Inflation			
Augmentation de 0,25 %	38	1	–
Diminution de 0,25 %	(36)	(1)	–
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	10	1	–
Diminution de 0,25 %	(10)	(1)	–
Tendance des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1%	s.o.	s.o.	37
Diminution de 1%	s.o.	s.o.	(29)

s.o. – changement d'hypothèse sans objet.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'OPG se composent des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires, ainsi que des coûts liés à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires découlant du déclassement des centrales à combustible fossile. Les passifs liés au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié représentent la plus grande part de l'obligation totale. Les estimations des passifs nucléaires sont revues annuellement dans le cadre du programme global continu de gestion des déchets nucléaires. Tout changement des passifs nucléaires en raison de nouvelles hypothèses ou estimations ayant une incidence sur le montant des flux de trésorerie non actualisés estimatifs initiaux est enregistré à titre d'ajustement des passifs, et le changement correspondant du coût de mise hors service de l'immobilisation est capitalisé dans la valeur comptable de l'immobilisation.

Les estimations des coûts liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires reposent sur d'importantes hypothèses, puisque les programmes sont en vigueur pour plusieurs années. Les hypothèses importantes déterminant plusieurs facteurs techniques et opérationnels sont utilisées dans le calcul des charges à payer et font l'objet d'examens périodiques. Toute modification de ces hypothèses, y compris les modifications touchant le calendrier des programmes, les technologies utilisées, le taux d'inflation et le taux d'actualisation, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur des charges à payer.

Au cours du quatrième trimestre de 2007, la Société a réévalué les coûts d'achèvement des travaux restants pour remettre en état le site de la centrale à combustible fossile Lakeview en 2008. En conséquence, OPG a comptabilisé un recouvrement de 20 millions de dollars dans les autres gains et pertes pour refléter une variation des coûts estimatifs.

En 2006, OPG a révisé les estimations de coûts prises en compte dans le plan de référence approuvé pour 2006 de l'ONFA. Le plan de référence approuvé pour 2006 en vertu de l'ONFA a entraîné une augmentation de 1 386 millions de dollars du passif lié à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement d'OPG, et une augmentation correspondante de la valeur comptable des centrales nucléaires visées par ce passif. Les changements apportés au plan de référence et aux estimations de coûts découlaient surtout des variations des indices économiques, de l'expérience récente du secteur en matière de déclassement de réacteurs et de la hausse des quantités de combustible irradié et de déchets attribuable à la prolongation des durées de service.

L'augmentation des flux de trésorerie non actualisés estimatifs au titre du passif lié à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement d'OPG a été actualisée au taux sans risque ajusté en fonction du crédit qui est actuellement de 4,6 %. Une variation de dix points de base (0,1 %) de ce taux d'actualisation aurait une incidence d'environ 100 millions de dollars sur la valeur comptable des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

Instruments financiers évalués à la juste valeur
Les actifs et passifs financiers, y compris les instruments dérivés cotés en Bourse, et d'autres instruments financiers évalués à la juste valeur et pour lesquels les cours sur un marché actif sont disponibles, sont établis directement à partir de ces cours du marché.

Pour les instruments pour lesquels il n'y a pas de cours du marché facilement disponibles, les justes valeurs sont estimées à l'aide de courbes de prix à terme tracées à partir de cours du marché ou de taux observables qui peuvent comprendre l'utilisation de techniques ou de modèles d'évaluation, fondés dans la mesure du possible sur des hypothèses s'appuyant sur des cours du marché ou de taux observables en vigueur à date du bilan. C'est le cas des dérivés négociés hors Bourse, qui comprennent les dérivés de produits énergétiques, les dérivés de change, les dérivés de swap de taux d'intérêt et le PCAA émis par des fiducies de tiers. Les modèles d'évaluation utilisent des hypothèses générales et des données sur le marché, et ne reflètent donc pas les risques spécifiques et autres facteurs qui toucheraient la juste valeur d'un instrument donné. Les méthodes employées pour calculer les rajustements de juste valeur sont examinées à intervalles réguliers afin d'assurer qu'elles demeurent appropriées.

L'utilisation d'instruments financiers par OPG expose la Société à divers risques, dont le risque de crédit, le risque lié aux prix des marchandises et le risque de change et de taux d'intérêt. La section *Gestion des risques* présente une analyse de la manière dont OPG gère ces risques et d'autres risques.

Modifications de conventions comptables

Instruments financiers
Le 1er janvier 2007, la Société a adopté du *Manuel de l'ICCA* les chapitres 3855, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », 3865, « Couvertures », 1530, « Résultat étendu », 3251, « Capitaux propres », et 3861, « Instruments financiers – informations à fournir et présentation ». Par suite de l'adoption de ces normes, OPG a constaté des ajustements transitoires aux bénéfices non répartis d'ouverture de 513 millions de dollars et au cumul des autres éléments du résultat étendu de 21 millions de dollars. Les chiffres correspondants des périodes précédentes n'ont pas été retraités. L'incidence de l'adoption est examinée plus en profondeur à la note 13 des états financiers consolidés annuels vérifiés.

Les actifs provenant d'instruments financiers comprennent la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires, et les instruments dérivés. Les passifs provenant d'instruments financiers comprennent les créditeurs et charges à payer, les effets à court terme à payer, la dette à long terme et les instruments dérivés.

Modifications futures de conventions et d'estimations comptables

Informations à fournir sur les instruments financiers et sur le capital
En décembre 2006, l'ICCA a publié trois nouvelles normes comptables : le chapitre 1535, « Informations à fournir concernant le capital », le chapitre 3862, « Instruments financiers – informations à fournir », et le chapitre 3863, « Instruments financiers – présentation », du *Manuel de l'ICCA*. Ces nouvelles normes sont en vigueur pour la Société à compter du 1er janvier 2008.

Le chapitre 1535 établit des normes pour la présentation de l'information suivante : i) les objectifs, politiques et procédures de gestion du capital de l'entité; ii) les données quantitatives sur ce que l'entité considère comme du capital; iii) si l'entité s'est conformée aux exigences en matière de capital; et iv) si elle ne s'est pas conformée à ces exigences, les conséquences de cette inapplication.

Les chapitres 3862 et 3863 remplacent le chapitre 3861, « Instruments financiers – informations à fournir et présentation », du *Manuel de l'ICCA*. Ces chapitres modifient et accroissent les obligations en matière d'informations à fournir, et ne modifient pas les exigences en matière de présentation. Ces nouveaux chapitres mettent davantage l'accent sur l'information ayant trait à la nature et à l'ampleur des risques relatifs aux instruments financiers et sur la manière dont l'entité gère ces risques.

Stocks
En mars 2007, l'ICCA a publié une nouvelle norme comptable, soit le chapitre 3031, « Stocks », fondée sur la norme internationale d'information financière 2 (« IAS 2 »). Le nouveau chapitre remplace le chapitre 3030, « Stocks ». En vertu de ce nouveau chapitre, les stocks doivent être évalués au plus faible du coût et de la valeur nette de réalisation, ce qui diffère des dispositions actuelles de la méthode de la moindre valeur. Le nouveau chapitre permet également la reprise d'une réduction de valeur antérieurement constatée. En raison des modifications apportées au chapitre et des modifications corrélatives, certaines pièces de rechange importantes d'OPG inscrites en tant que matières et fournitures dans les bilans consolidés d'OPG seront comptabilisées à titre d'immobilisations corporelles. La nouvelle norme comptable et les modifications corrélatives sont entrées en vigueur pour OPG le 1er janvier 2008. OPG a reclassé des pièces de rechange importantes de 19 millions de dollars, déduction faite des amortissements cumulés, dans les immobilisations corporelles de l'exercice 2008.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés
En décembre 2007, l'ICCA a révisé ses directives à l'égard de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés. La révision découle des modifications apportées aux chapitres 1100, « Principes comptables généralement reconnus », et 3465, « Impôts sur les bénéfices », ainsi qu'à la note d'orientation concernant la comptabilité 19, *Entités assujetties à la réglementation des tarifs – informations à fournir* (« NOC-19 »), à savoir :

- supprimer l'exemption temporaire se rapportant à l'application du chapitre 1100 à la constatation des activités à tarifs réglementés, y compris éliminer la possibilité d'utiliser les pratiques du secteur comme méthode acceptable de constatation et d'évaluation des actifs et des passifs découlant de la réglementation des tarifs;
- modifier le chapitre 3465 afin d'exiger la constatation des actifs et des passifs d'impôts futurs, de même qu'un actif ou un passif réglementaire distinct au titre du montant d'impôts futurs devant être inclus dans les tarifs futurs et recouvré auprès des clients futurs (ou remis à ceux-ci);
- modifier la NOC-19, au besoin, par suite des modifications apportées aux chapitres 1100 et 3465.

En raison des modifications apportées au chapitre 3465, OPG devra constater les impôts futurs associés à ses activités à tarifs réglementés de la même façon qu'elle comptabilise les impôts futurs de ses activités non réglementées. OPG appliquera les modifications de manière prospective aux états financiers consolidés intermédiaires et annuels des exercices ouverts à compter du 1er janvier 2009. OPG évalue actuellement l'incidence de la mise en œuvre des modifications sur ses états financiers consolidés.

Gestion des risques

Structure de gouvernance

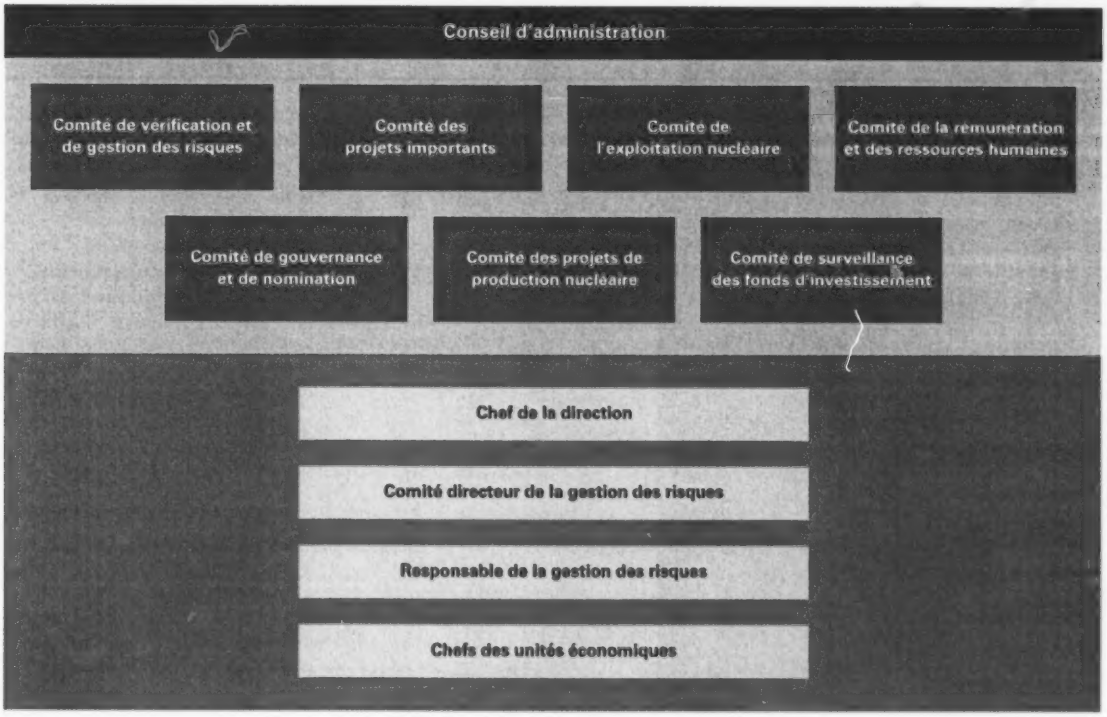
OPG exerce ses activités comme une organisation commerciale indépendante dans un secteur complexe et hautement réglementé. La Société doit effectivement gérer un large éventail de risques financiers, opérationnels et commerciaux associés à ses diverses activités commerciales.

Pour gérer ces risques, le conseil d'administration d'OPG a approuvé, et la direction a mis en œuvre, une structure de gouvernance de gestion des risques servant à déterminer, évaluer, surveiller et présenter les principales activités de gestion des risques à l'échelle de la Société. Ces activités sont coordonnées par un groupe centralisé de gestion des risques, dirigé par le responsable de la gestion des risques. Le groupe de gestion des risques a la responsabilité de fournir des évaluations indépendantes de l'efficacité des activités et/ou des mesures d'atténuation des risques de la direction au comité de vérification et de gestion des risques du conseil d'administration tous les trimestres.

Bon nombre des risques relevés par OPG peuvent être gérés efficacement par diverses activités et/ou des mesures d'atténuation. Toutefois, certains risques sont difficiles à atténuer efficacement, car ils dépendent de facteurs externes ou résultent d'événements indépendants d'OPG. Par exemple, des modifications aux divers règlements touchant l'environnement, les finances et la sécurité nucléaire peuvent avoir une incidence marquée sur la capacité d'OPG d'atteindre les objectifs de son plan d'affaires.

Malgré ces difficultés, OPG continue de se concentrer sur la gestion de tous les risques importants qu'elle a relevés afin d'atteindre ses objectifs. La structure de gouvernance d'OPG qui soutient sa fonction de gestion des risques est présentée ci-dessous :

Structure de gouvernance de gestion des risques d'OPG



Instruments financiers évalués à la juste valeur
Les actifs et passifs financiers, y compris les instruments dérivés cotés en Bourse, et d'autres instruments financiers évalués à la juste valeur et pour lesquels les cours sur un marché actif sont disponibles, sont établis directement à partir de ces cours du marché.

Pour les instruments pour lesquels il n'y a pas de cours du marché facilement disponibles, les justes valeurs sont estimées à l'aide de courbes de prix à terme tracées à partir de cours du marché ou de taux observables qui peuvent comprendre l'utilisation de techniques ou de modèles d'évaluation, fondés dans la mesure du possible sur des hypothèses s'appuyant sur des cours du marché ou de taux observables en vigueur à date du bilan. C'est le cas des dérivés négociés hors Bourse, qui comprennent les dérivés de produits énergétiques, les dérivés de change, les dérivés de swap de taux d'intérêt et le PCAA émis par des fiducies de tiers. Les modèles d'évaluation utilisent des hypothèses générales et des données sur le marché, et ne reflètent donc pas les risques spécifiques et autres facteurs qui toucheraient la juste valeur d'un instrument donné. Les méthodes employées pour calculer les rajustements de juste valeur sont examinées à intervalles réguliers afin d'assurer qu'elles demeurent appropriées.

L'utilisation d'instruments financiers par OPG expose la Société à divers risques, dont le risque de crédit, le risque lié aux prix des marchandises et le risque de change et de taux d'intérêt. La section *Gestion des risques* présente une analyse de la manière dont OPG gère ces risques et d'autres risques.

Modifications de conventions comptables

Instruments financiers
Le 1er janvier 2007, la Société a adopté du *Manuel de l'ICCA* les chapitres 3855, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », 3865, « Couvertures », 1530, « Résultat étendu », 3251, « Capitaux propres », et 3861, « Instruments financiers – informations à fournir et présentation ». Par suite de l'adoption de ces normes, OPG a constaté des ajustements transitoires aux bénéfices non répartis d'ouverture de 513 millions de dollars et au cumul des autres éléments du résultat étendu de 21 millions de dollars. Les chiffres correspondants des périodes précédentes n'ont pas été retraités. L'incidence de l'adoption est examinée plus en profondeur à la note 13 des états financiers consolidés annuels vérifiés.

Les actifs provenant d'instruments financiers comprennent la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires, et les instruments dérivés. Les passifs provenant d'instruments financiers comprennent les créditeurs et charges à payer, les effets à court terme à payer, la dette à long terme et les instruments dérivés.

Modifications futures de conventions et d'estimations comptables

Informations à fournir sur les instruments financiers et sur le capital
En décembre 2006, l'ICCA a publié trois nouvelles normes comptables : le chapitre 1535, « Informations à fournir concernant le capital », le chapitre 3862, « Instruments financiers – informations à fournir », et le chapitre 3863, « Instruments financiers – présentation », du *Manuel de l'ICCA*. Ces nouvelles normes sont en vigueur pour la Société à compter du 1er janvier 2008.

Le chapitre 1535 établit des normes pour la présentation de l'information suivante : i) les objectifs, politiques et procédures de gestion du capital de l'entité; ii) les données quantitatives sur ce que l'entité considère comme du capital; iii) si l'entité s'est conformée aux exigences en matière de capital; et iv) si elle ne s'est pas conformée à ces exigences, les conséquences de cette inapplication.

Les chapitres 3862 et 3863 remplacent le chapitre 3861, « Instruments financiers – informations à fournir et présentation », du *Manuel de l'ICCA*. Ces chapitres modifient et accroissent les obligations en matière d'informations à fournir, et ne modifient pas les exigences en matière de présentation. Ces nouveaux chapitres mettent davantage l'accent sur l'information ayant trait à la nature et à l'ampleur des risques relatifs aux instruments financiers et sur la manière dont l'entité gère ces risques.

Stocks
En mars 2007, l'ICCA a publié une nouvelle norme comptable, soit le chapitre 3031, « Stocks », fondée sur la norme internationale d'information financière 2 (« IAS 2 »). Le nouveau chapitre remplace le chapitre 3030, « Stocks ». En vertu de ce nouveau chapitre, les stocks doivent être évalués au plus faible du coût et de la valeur nette de réalisation, ce qui diffère des dispositions actuelles de la méthode de la moindre valeur. Le nouveau chapitre permet également la reprise d'une réduction de valeur antérieurement constatée. En raison des modifications apportées au chapitre et des modifications corrélatives, certaines pièces de rechange importantes d'OPG inscrites en tant que matières et fournitures dans les bilans consolidés d'OPG seront comptabilisées à titre d'immobilisations corporelles. La nouvelle norme comptable et les modifications corrélatives sont entrées en vigueur pour OPG le 1er janvier 2008. OPG a reclassé des pièces de rechange importantes de 19 millions de dollars, déduction faite des amortissements cumulés, dans les immobilisations corporelles de l'exercice 2008.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés
En décembre 2007, l'ICCA a révisé ses directives à l'égard de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés. La révision découle des modifications apportées aux chapitres 1100, « Principes comptables généralement reconnus », et 3465, « Impôts sur les bénéfices », ainsi qu'à la note d'orientation concernant la comptabilité 19, *Entités assujetties à la réglementation des tarifs – informations à fournir* (« NOC-19 »), à savoir :

- supprimer l'exemption temporaire se rapportant à l'application du chapitre 1100 à la constatation des activités à tarifs réglementés, y compris éliminer la possibilité d'utiliser les pratiques du secteur comme méthode acceptable de constatation et d'évaluation des actifs et des passifs découlant de la réglementation des tarifs;
- modifier le chapitre 3465 afin d'exiger la constatation des actifs et des passifs d'impôts futurs, de même qu'un actif ou un passif réglementaire distinct au titre du montant d'impôts futurs devant être inclus dans les tarifs futurs et recouvré auprès des clients futurs (ou remis à ceux-ci);
- modifier la NOC-19, au besoin, par suite des modifications apportées aux chapitres 1100 et 3465.

En raison des modifications apportées au chapitre 3465, OPG devra constater les impôts futurs associés à ses activités à tarifs réglementés de la même façon qu'elle comptabilise les impôts futurs de ses activités non réglementées. OPG appliquera les modifications de manière prospective aux états financiers consolidés intermédiaires et annuels des exercices ouverts à compter du 1er janvier 2009. OPG évalue actuellement l'incidence de la mise en œuvre des modifications sur ses états financiers consolidés.

Gestion des risques

Structure de gouvernance

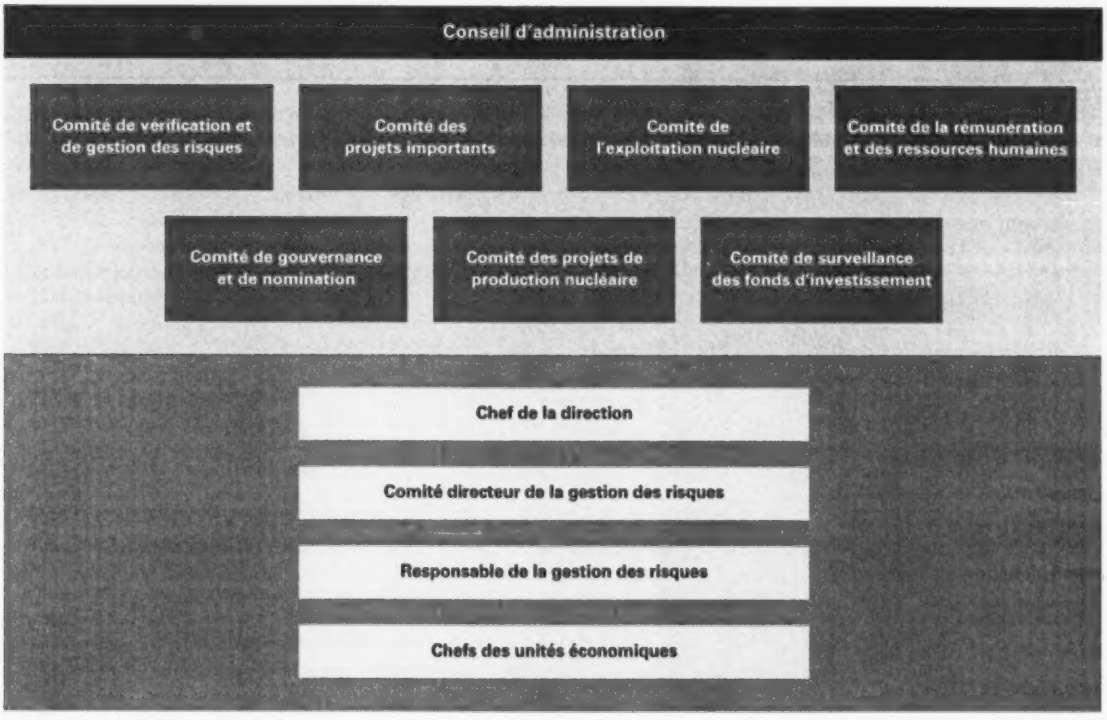
OPG exerce ses activités comme une organisation commerciale indépendante dans un secteur complexe et hautement réglementé. La Société doit effectivement gérer un large éventail de risques financiers, opérationnels et commerciaux associés à ses diverses activités commerciales.

Pour gérer ces risques, le conseil d'administration d'OPG a approuvé, et la direction a mis en œuvre, une structure de gouvernance de gestion des risques servant à déterminer, évaluer, surveiller et présenter les principales activités de gestion des risques à l'échelle de la Société. Ces activités sont coordonnées par un groupe centralisé de gestion des risques, dirigé par le responsable de la gestion des risques. Le groupe de gestion des risques a la responsabilité de fournir des évaluations indépendantes de l'efficacité des activités et/ou des mesures d'atténuation des risques de la direction au comité de vérification et de gestion des risques du conseil d'administration tous les trimestres.

Bon nombre des risques relevés par OPG peuvent être gérés efficacement par diverses activités et/ou des mesures d'atténuation. Toutefois, certains risques sont difficiles à atténuer efficacement, car ils dépendent de facteurs externes ou résultent d'événements indépendants d'OPG. Par exemple, des modifications aux divers règlements touchant l'environnement, les finances et la sécurité nucléaire peuvent avoir une incidence marquée sur la capacité d'OPG d'atteindre les objectifs de son plan d'affaires.

Malgré ces difficultés, OPG continue de se concentrer sur la gestion de tous les risques importants qu'elle a relevés afin d'atteindre ses objectifs. La structure de gouvernance d'OPG qui soutient sa fonction de gestion des risques est présentée ci-dessous :

Structure de gouvernance de gestion des risques d'OPG



Production d'électricité

OPG est exposée aux répercussions financières du rendement incertain de ses centrales. La quantité d'électricité produite par OPG est tributaire de divers facteurs comme l'approvisionnement en combustible, la défaillance ou la détérioration de l'équipement, les conditions climatiques, les exigences de maintenance, les niveaux de l'eau et les contraintes réglementaires en matière d'environnement. Les principaux effets défavorables de ces facteurs sont la hausse des coûts d'exploitation, la baisse des revenus et le déclassement possible d'une unité entraînant une production sous le niveau normal.

Production d'énergie nucléaire

L'incertitude associée au volume d'électricité produit par les centrales nucléaires d'OPG découle principalement de l'état des composantes et systèmes des centrales, qui subissent les effets de la désuétude. Les centrales ont en place de vastes programmes d'inspection et de maintenance conçus pour surveiller et déterminer les mesures nécessaires pour que les centrales fonctionnent toujours selon les paramètres de conception, et assurer la fiabilité.

Il arrive que des composantes des centrales se détériorent de manière inattendue, forçant les exploitants à intensifier la surveillance, à mener d'importants travaux de réparations ou à prendre des mesures correctives exceptionnelles. Dans certains cas, le déclassement des unités peut s'avérer nécessaire pour maintenir une marge d'exploitation sûre. Lorsqu'un tel risque technologique se présente ou est soupçonné, un programme de surveillance spécial est mis en place. Si l'exposition au risque se concrétise, un programme de résolution est déclenché. La principale incidence de ces risques technologiques est une augmentation des coûts d'exploitation à long terme. Dans certains cas, les mesures d'atténuation engendrent des travaux additionnels qui risquent de prolonger les interruptions.

Production hydroélectrique

L'efficacité de la production hydroélectrique d'OPG est en partie tributaire de la disponibilité de l'eau, qui peut varier d'une année à l'autre, surtout en raison des conditions climatiques. L'incertitude inhérente aux prévisions relatives aux niveaux d'eau se répercute inévitablement sur les prévisions de production hydroélectrique. OPG gère ce risque au moyen de modèles de prévisions de production, qui tiennent compte des caractéristiques d'efficience, des conditions hydrologiques et des indisponibilités prévues. Les conditions hydrologiques et les indisponibilités sont évaluées, surveillées et ajustées de façon régulière.

L'âge des centrales hydroélectriques d'OPG varie de 13 ans à 108 ans (DeCew Falls I), la moyenne s'établissant à 73 ans. Plus de 75 % des centrales hydroélectriques ont plus de 50 ans. En raison de la variabilité et de l'âge d'une partie de l'équipement et des composantes civiles, il y a un risque que certaines installations nécessiteront des travaux et des capitaux importants afin d'en maintenir la fiabilité. OPG gère ce risque lié à la fiabilité en effectuant des travaux de maintenance continus des principales composantes, des examens techniques, des évaluations de l'état des centrales, ainsi que des inspections pour déterminer les travaux qui seront nécessaires au maintien et, au besoin, à la mise à niveau des centrales et de leur équipement. Au cours des cinq prochaines années, OPG prévoit continuer à réinvestir dans ses actifs hydroélectriques afin de s'attaquer aux problèmes de vieillissement de l'équipement et d'en maintenir ainsi la performance. L'évaluation de la fiabilité des centrales est la principale mesure de la réussite du programme. Les actifs hydroélectriques d'OPG continuent de surpasser de beaucoup les normes de référence nord-américaines en matière de fiabilité.

Le secteur Production hydroélectrique exploite 238 barrages dans la Province. Pour atténuer et gérer le risque lié à l'exploitation de ces barrages, OPG a un programme de sécurité prévoyant des travaux continus de maintenance, de modernisation et de remise en état des barrages. OPG procède aussi régulièrement à un examen et à une surveillance de la sécurité des barrages, et des inspections ad hoc sont effectuées par des pairs. Des plans d'urgence et d'intervention ont été établis pour toutes les installations afin d'atténuer les pertes en cas de rupture d'un barrage ou d'un déversement d'eau accidentel.

Production d'origine fossile

La production d'électricité des centrales à combustible fossile peut être touchée de manière défavorable par des défaillances des centrales et de leur équipement. OPG gère et atténue ces risques en effectuant des travaux de maintenance continus ainsi que des examens techniques, des évaluations de l'état des centrales et des examens cruciaux des processus de maintenance. OPG utilise les résultats de ces examens et évaluations pour apporter des modifications à ses programmes d'inspection, de maintenance et d'immobilisations. La performance des centrales à combustible fossile d'OPG est mesurée d'après leur disponibilité à produire de l'électricité sur demande. Au cours de 2007, la fiabilité des centrales à combustible fossile d'OPG s'est considérablement améliorée.

Risques de marché

Il y a plusieurs types distincts de risques de marché qui peuvent avoir une incidence sur le rendement financier d'OPG. Bon nombre de ces risques découlent de l'exposition d'OPG à la volatilité des cours boursiers, des prix ou de l'offre de diverses marchandises, des taux de change et d'intérêt, ainsi qu'à l'incidence que des événements imprévus ont sur le crédit, les liquidités à l'échelle mondiale et les marchés régionaux. Afin de gérer ces nombreux risques complexes, OPG adopte une attitude prudente afin de réduire l'incertitude ou d'atténuer l'incidence négative potentielle que ces événements pourraient avoir sur ses résultats financiers. Toutefois, en dépit de ces mesures, certains risques financiers auxquels OPG est exposée ne peuvent être complètement ou efficacement atténués en raison de contraintes réglementaires ou de par leur nature même.

Cours boursiers

Le risque lié au cours boursier représente le risque de perte ou la volatilité imprévue attribuable à la baisse de valeur de titres des capitaux propres et/ou des indices boursiers. L'exposition d'OPG aux cours boursiers est liée plus particulièrement à la valeur des Fonds nucléaires et de la caisse de retraite de la Société qui renferment une proportion importante d'actions des marchés boursiers canadien et international. Ces fonds sont gérés par OPG afin de produire des rendements de placement suffisants pour qu'ils puissent respecter leurs obligations financières respectives au fil du temps.

Afin de gérer ce risque, les Fonds nucléaires et la caisse de retraite d'OPG s'alignent sur des politiques et des procédures en matière d'investissement pour établir un cadre réglementaire sur les fonds, y compris des hypothèses d'investissement, des placements autorisés et diverses restrictions liées à l'investissement. Ces politiques et procédures sont approuvées annuellement par le Comité de surveillance de l'investissement des fonds du conseil d'administration d'OPG. En ce qui concerne les Fonds nucléaires, les politiques et les procédures sont adoptées conjointement avec la Province, en vertu de l'ONFA.

Marchandises

Des modifications du prix du marché de l'électricité ou des combustibles servant à produire de l'électricité peuvent avoir une incidence défavorable sur les bénéfices et les flux de trésorerie d'exploitation d'OPG. Afin de gérer ce risque, la Société tente de maintenir un équilibre entre le risque sur marchandises inhérent à sa production d'électricité et le risque lié aux portefeuilles de combustible des installations dans la mesure où la liquidité de négociation dans les marchés des marchandises pertinents permet de le faire du point de vue économique. Afin de gérer le risque lié aux prix des combustibles, OPG a un programme de couverture de combustibles qui comprend des contrats à prix fixes et à prix indexés, de même que des produits dérivés approuvés.

Les revenus d'OPG sont également touchés par des variations du tarif du marché de l'électricité. Pour 2008, une hausse de 1 $/MWh du tarif de l'électricité sur le marché au comptant au-dessus de la limite de revenus ferait augmenter la marge brute d'OPG d'environ 17 millions de dollars, alors qu'une baisse de 1 $/MWh sous la limite de revenus ferait baisser la marge brute d'environ 45 millions de dollars. L'incidence du mécanisme de rabais associé à la limite de revenus exerce un effet asymétrique sur la marge brute lorsque le prix de l'électricité augmente et baisse.

Les pourcentages de la production, des exigences en matière d'émissions et des besoins en combustible prévus couverts d'OPG sont les suivants :

	2008	2009	2010
Production estimative couverte[1]	92 %	72 %	60 %
Besoins de combustible estimatifs couverts[2]	95 %	80 %	52 %
Exigences en matière d'émissions de monoxyde d'azote (« NO_x ») estimatives couvertes[3]	100 %	100 %	100 %
Exigences en matière d'émissions de SO_2 estimatives couvertes[3]	100 %	100 %	100 %

1 Représente la tranche de la production future prévue en mégawattheures, y compris les achats d'énergie, pour laquelle la Société détient des engagements et des contrats de vente, y compris les obligations en vertu d'engagements de prix réglementés, les conventions avec la SIERÉ, les ventes aux enchères de l'OEO et la limite de revenus sur les actifs non prescrits d'OPG (qui prend fin le 30 avril 2009).

2 Représente la tranche approximative de la production prévue en mégawattheures (et l'objectif de fin d'exercice pour le stock de combustible fossile) de tous les types d'installations (production d'origine fossile, nucléaire et hydroélectrique) pour laquelle OPG a conclu des ententes ou a des obligations contractuelles pour garantir le niveau de disponibilité attendu ou le prix du combustible ou encore les services liés au combustible. Le combustible excédentaire en stock une année donnée est attribué à l'année suivante afin de mesurer les ratios de couverture. Comme la production hydroélectrique subit surtout l'influence des prévisions météorologiques et des conditions climatiques, on présume que les ratios de couverture sur combustibles pour les installations hydroélectriques sont de 100 %.

3 Représente la tranche approximative de la production d'origine fossile prévue en mégawattheures pour laquelle OPG a acheté, s'est vu affecter ou a reçu des quotas et des crédits de réduction des émissions afin de respecter ses obligations en vertu du règlement 397/01 de l'Ontario en matière d'environnement.

Risque de change et de taux d'intérêt

Le risque de change d'OPG est attribuable à deux facteurs principaux : les opérations libellées en dollars américains comme l'achat de combustible fossile, et l'influence des prix des marchandises libellés en dollars américains sur les prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario. L'importance et la direction du risque à l'égard du dollar américain sont touchées par la fiabilité de la production et la volatilité des prix des marchandises libellées en dollars américains. OPG gère actuellement son risque au moyen de contrats à terme et de divers produits dérivés pour couvrir périodiquement ses risques anticipés à l'égard du dollar américain en conformité avec les politiques de gestion du risque approuvées.

OPG court un risque de taux d'intérêt pour ses programmes d'emprunts et de placements à court terme. La majeure partie de la dette existante d'OPG porte intérêt à des taux fixes. Le risque de taux d'intérêt découle du besoin de souscrire de nouveaux financements et de l'ajout possible de dettes à taux variable. Le risque de taux d'intérêt peut être couvert à l'aide de produits dérivés. Ce risque est géré par un éventail d'activités de couverture, en conformité avec les politiques de gestion du risque de la Société. OPG recourt périodiquement à des swaps de taux d'intérêt pour atténuer des éléments de risque de taux d'intérêt associés à du nouveau financement prévu. Au 31 décembre 2007, OPG avait des swaps de taux d'intérêt en cours d'un montant nominal de 692 millions de dollars.

Crédit

L'exposition au risque de crédit d'OPG comporte deux grands volets : le premier se rapporte à ses ventes d'électricité et le deuxième, à ses achats de services et de produits. Puisque la majeure partie des ventes d'OPG sont effectuées sur le marché au comptant géré par la SIERÉ, la direction d'OPG accepte ce risque de crédit en raison du rôle prédominant de la SIERÉ sur le marché de l'électricité en Ontario. Cette confiance est inspirée par les politiques et pratiques de gestion du risque de crédit de la SIERÉ, qui prévoient que tous les participants au marché au comptant doivent respecter des normes précises de solvabilité. En outre, dans l'éventualité du défaut d'un participant, la perte est répartie au prorata entre tous les participants, ce qui réduit le risque individuel d'OPG.

Le tableau suivant donne des informations sur le risque de crédit associé aux ventes d'énergie et aux activités de négociation au 31 décembre 2007 :

			Risque possible pour les contreparties les plus importantes	
Notation de crédit[1]	Nombre de contreparties[2]	Risque possible[3]	Nombre de contreparties	Risque de contrepartie
		(en millions de dollars)		(en millions de dollars)
Qualité supérieure	165	115	5	85
Qualité inférieure	43	60	5	48
SIERÉ[4]	1	453	1	453
Total	209	628	11	586

1 Les notes sont le résultat de l'analyse d'OPG, qui s'appuie sur les analyses disponibles des agences de notation externes, de même que sur les garanties et les lettres de crédit ou autres sûretés fournies, le cas échéant.

2 Les contreparties d'OPG sont définies par chaque convention cadre.

3 Le risque possible est l'appréciation par OPG du risque maximal sur la durée de vie de chaque opération selon un intervalle de confiance de 95 %.

4 Le risque de crédit pour la SIERÉ a atteint un sommet de 883 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 et de 1 029 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006.

Le deuxième volet du risque de crédit d'OPG a trait à l'exposition créée par les sociétés (« contreparties ») qui ont signé des contrats de prestation de services ou de fourniture de produits. OPG gère ce risque à l'aide d'une fonction de gestion du risque de crédit qui évalue de façon indépendante la totalité des contreparties importantes et fournit des informations de manière continue aux unités d'exploitation qui ont recours à ces services.

Liquidités

OPG exerce ses activités dans un secteur hautement capitalistique. Des ressources financières importantes sont nécessaires au financement des projets d'amélioration des immobilisations et des programmes de maintenance connexes des centrales. De plus, la Société a d'autres dépenses importantes comme les investissements dans de nouvelles capacités de production, les obligations de financement annuelles en vertu de l'ONFA, la capitalisation des régimes de retraite et le remboursement de dettes à l'échéance auprès de la SFIÉO. OPG doit s'assurer qu'elle a la capacité d'emprunt et l'accès aux sources de financement nécessaires pour financer ses besoins de capitaux. La section *Situation de trésorerie et sources de financement* traite plus en détail des liquidités de l'entreprise.

OPG présente un risque financier lié à plusieurs fiducies ayant du PCAA de tiers par suite d'activités de placement à court terme. Le risque, qui était initialement de 103 millions de dollars, a été réduit à 58 millions de dollars en date du 31 décembre 2007, suivant le règlement de 45 millions de dollars d'effets détenus auprès de Skeena Capital Trust. Le reste du risque lié à ces fiducies n'est pas considéré comme important et n'aura pas d'incidence défavorable sur les liquidités d'OPG. Une analyse de l'exposition d'OPG au PCAA de tiers est présentée à la section *Faits nouveaux*.

Négociation

Les positions ouvertes sont mesurées par rapport aux limites de la valeur à risque (« VaR »). Pour un portefeuille donné, la valeur à risque mesure la perte future éventuelle (en termes de valeur marchande) qui, dans des conditions de marché normales, ne sera pas dépassée dans un intervalle de probabilité défini au cours d'une période déterminée. L'utilisation de la VaR s'est située entre 0,5 million de dollars et 2,0 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, alors qu'elle se situait entre 1,2 million de dollars et 3,4 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006. L'utilisation de la VaR est étroitement surveillée afin d'en assurer la conformité avec les limites approuvées.

La liquidité de négociation continue d'être limitée en Ontario et sur les marchés interconnectés en raison des facteurs fondamentaux élargis du marché de l'énergie. En outre, la limite de revenus réduit l'exposition de la clientèle aux prix du marché au comptant de l'électricité et réduit davantage les activités de négociation.

Risque lié aux ressources humaines

OPG continue de faire face à des risques démographiques et à des lacunes en matière de ressources. Pour atténuer ces risques, OPG a mis en œuvre des plans et des programmes visant à combler les besoins actuels et futurs en ressources humaines et en compétences clés. Les chefs des unités économiques sont activement engagés dans l'examen des besoins en matière d'effectif et des plans visant le recrutement d'une main-d'œuvre spécialisée dans leurs secteurs d'activité. Les initiatives visant à soutenir l'image de marque d'OPG à titre d'employeur, à sensibiliser les jeunes et à établir des relations avec les établissements d'enseignement se poursuivent. Au troisième trimestre de 2007, OPG a lancé son plus vaste programme de recrutement dans les universités à ce jour, participant à des salons de l'emploi et à des séances d'information sur les campus en Ontario et sur la côte Est.

De plus, OPG a démontré son engagement à bâtir et à renforcer ses capacités internes en introduisant un modèle intégré de compétences en leadership, en orientant ses efforts sur la planification de la relève et en mettant sur pied un nouveau programme de formation du personnel d'encadrement.

Risque lié à l'environnement

Des modifications des lois environnementales ou des retards dans la mise en œuvre du calendrier actuel de la politique de remplacement des centrales alimentées au charbon de la Province pourraient créer des risques de conformité pouvant nécessiter l'installation d'équipement ou de technologies de contrôle additionnels, l'achat de crédits de réduction des émissions supplémentaires, ou la réduction de la production des centrales à combustible fossile. De plus, le fait d'enfreindre les lois environnementales applicables pourrait donner lieu à des mesures coercitives, y compris la possibilité d'ordonnances

ou d'accusations. De plus, certaines activités d'OPG peuvent contaminer les sols ou l'eau, ce qui nécessiterait des mesures de décontamination. La responsabilité éventuelle associée à de tels événements pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise.

Pour pouvoir atteindre les objectifs fédéraux et provinciaux de réduction des émissions déjà abordés à la section *Faits nouveaux, Plan sur les changements climatiques*, il est possible qu'OPG doive soit réduire certaines émissions, soit acheter des crédits compensatoires, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur OPG.

Risque lié aux projets importants

OPG participe à plusieurs projets de développement importants, y compris le tunnel de Niagara, le projet du Lac Seul, le Portlands Energy Centre, d'autres projets touchant les unités d'exploitation, des projets de mise en valeur hydroélectrique, la remise à neuf possible de centrales nucléaires existantes et la possibilité d'ajout d'unités de production nucléaire à la centrale nucléaire Darlington d'OPG. Il existe un risque qu'OPG ne dispose pas de ressources suffisantes pour mettre en œuvre plusieurs projets importants simultanément. Ce risque est particulièrement critique du fait de la complexité, de la longueur des projets et des risques inhérents à ces projets.

OPG a pris différentes mesures pour s'attaquer aux problèmes particuliers que posent les divers projets de mise en valeur. OPG fait appel à des maîtres d'ouvrage délégués pour acquérir l'expertise technique nécessaire à la surveillance et au contrôle des projets. De plus, dans le cas des projets importants, des contrats de conception-construction à prix fixe ont été attribués, de sorte qu'OPG a une plus grande certitude quant aux coûts. De plus, les contrats de certains projets prévoient le versement de dommages-intérêts afin d'atténuer les risques de retard de mise en service par l'entrepreneur. Toutefois, cette stratégie contractuelle n'atténue pas tout à fait le risque lié à la réputation d'OPG, en tant que propriétaire, en cas d'importants retards sur le calendrier.

En ce qui a trait aux projets nucléaires, OPG a créé une nouvelle division pour évaluer la viabilité de la remise à neuf des installations nucléaires existantes afin d'en prolonger la durée de vie. Les activités de cette division comprennent des évaluations de l'état des centrales et des évaluations environnementales, l'aménagement des infrastructures appropriées pour les projets et la validation des diverses exigences réglementaires propres à l'industrie.

Risque lié à la réglementation

Depuis le 1er avril 2005, OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par la plupart de ses centrales hydroélectriques de base et par la totalité des installations nucléaires qu'elle exploite. Ces tarifs demeureront en vigueur jusqu'au 31 mars 2008 au moins.

En novembre 2007, OPG a déposé une demande auprès de la CEO portant sur de nouveaux paiements pour ses installations réglementées avec prise d'effet le 1er avril 2008, pour une période de 21 mois. Avec prise d'effet après le 31 mars 2008, la CEO établira de nouveaux tarifs réglementés pour l'électricité produite par les installations réglementées d'OPG. Le processus d'établissement de nouveaux tarifs réglementés comporte une incertitude inhérente. Il y a un risque que les nouveaux tarifs établis par la CEO ne prévoient pas le recouvrement de la totalité des coûts d'OPG ou un taux de rendement approprié. Bien que certains coûts puissent ne pas être inclus dans ces nouveaux tarifs, ces dépenses pourraient toutefois demeurer nécessaires au maintien de la fiabilité et de la sécurité des actifs de production réglementés d'OPG.

L'incertitude associée aux exigences réglementaires sur le plan de l'énergie nucléaire est surtout liée à la détérioration des centrales, aux risques technologiques et aux modifications des codes techniques. Le fait de demeurer à jour et de satisfaire à ces exigences contribue à hausser les coûts d'exploitation et peut, dans certains cas, entraîner une réduction de la capacité de production d'une centrale ou le remplacement précoce d'une composante. Comme il n'y a pas à l'heure actuelle de méthodologie préétablie ou prescrite pour évaluer la sécurité nucléaire, OPG et l'organisme de réglementation ont, à l'occasion, des attentes différentes sur le plan du calendrier ou de l'étendue des mesures correctives requises, le cas échéant. Bien que de telles situations soient normalement résolues au moyen d'analyses et de discussions en profondeur, elles contribuent à alimenter l'incertitude des exigences réglementaires. La principale incidence de ce risque est une augmentation des coûts d'exploitation à long terme; dans certains cas, des interruptions sont nécessaires pour gérer le risque.

L'incertitude liée à la réglementation demeure également un risque important pour tous les programmes et activités touchant la prolongation de la vie et la modernisation des centrales, la restauration, la construction de nouvelles centrales et le déclassement (comme le projet de stockage sécuritaire des unités 2 et 3 de Pickering A), car il se peut que les normes et les exigences réglementaires existantes ne s'appliquent pas aux nouvelles conditions ou conceptions. Les principaux effets de ce risque sont des retards dans l'exécution des projets et une hausse des coûts d'exploitation.

OPG gère l'incertitude liée aux exigences réglementaires sur le plan de l'énergie nucléaire en maintenant des relations étroites avec l'organisme de réglementation et les organismes émetteurs de normes et de codes afin de relever rapidement les problèmes et d'en discuter. En collaboration avec d'autres membres du secteur, OPG examine également la possibilité de recourir à un mode d'évaluation et de réglementation fondé sur le risque.

Risque lié à la réputation

Le maintien d'une bonne réputation est important pour toute entreprise. OPG s'attache à se tailler une bonne réputation et à la maintenir en misant sur diverses pratiques, y compris de bonnes pratiques en matière de gouvernance, la transparence, des communications efficaces avec les parties intéressées et des initiatives d'amélioration continue pour gérer et atténuer divers risques qui pourraient nuire à sa réputation.

Opérations entre parties liées

Étant donné que la Province détient l'ensemble des actions d'OPG, les parties liées comprennent la Province, les autres sociétés issues du regroupement d'Ontario Hydro, dont Hydro One Inc. (« Hydro One »), la SIERÉ et la SFIÉO. OPG conclut aussi des opérations entre parties liées avec ses coentreprises. Les opérations entre OPG et les parties liées sont mesurées à la valeur d'échange, soit la valeur de la contrepartie qui a été établie et acceptée par les parties liées.

Les opérations se résument comme suit :

(en millions de dollars)	**Revenus**	**Charges**	Revenus	Charges
	2007		2006	
Hydro One				
Ventes d'électricité	**28**	**–**	34	–
Services	**–**	**12**	–	13
Province d'Ontario				
Frais sur les revenus bruts et les droits d'utilisation de l'eau et impôt foncier	**–**	**129**	–	132
Garanties	**–**	**8**	–	8
Garantie du taux de rendement du Fonds pour combustible irradié	**–**	**(130)**	–	96
Excédent de capitalisation du Fonds de déclassement	**–**	**(291)**	–	(7)
SFIÉO				
Frais sur les revenus bruts et impôt foncier de remplacement	**–**	**199**	–	205
Intérêts créditeurs sur les montants à recevoir	**–**	**(6)**	–	(29)
Intérêts débiteurs sur les effets à long terme	**–**	**187**	–	203
Impôts sur le capital	**–**	**32**	–	51
Impôts sur les bénéfices	**–**	**(51)**	–	86
Frais d'indemnisation	**–**	**–**	–	2
SIERÉ				
Ventes d'électricité	**5 094**	**104**	5 029	146
Rabais associé à la limite de revenus	**(227)**	**–**	(161)	–
Services connexes	**145**	**–**	132	–
Divers	**–**	**1**	1	1
	5 040	**194**	5 035	907

Au 31 décembre 2007, les débiteurs comportaient 2 millions de dollars (8 millions de dollars en 2006) à recevoir de Hydro One et 211 millions de dollars (71 millions de dollars en 2006) à recevoir de la SIERÉ. Les créditeurs et les charges à payer au 31 décembre 2007 incluaient un montant de 2 millions de dollars (2 millions de dollars en 2006) à payer à Hydro One.

Gouvernance d'entreprise

Gouvernance d'entreprise

Le Règlement 58-101, *Information concernant les pratiques en matière de gouvernance*, a été mis en application par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières pour donner une plus grande transparence sur le marché à l'égard des pratiques en matière de gouvernance d'entreprise des émetteurs. L'information concernant le conseil d'administration d'OPG se présente comme suit :

Conseil d'administration et administrateurs

Le conseil d'administration d'OPG est constitué de personnes ayant de solides compétences en gestion et restructuration de grandes entreprises, en gestion et exploitation de centrales nucléaires, en gestion de sociétés hautement capitalistiques, et en surveillance des relations avec les organismes de réglementation et les gouvernements, et des relations publiques. Le conseil exerce sa surveillance indépendante de la direction comme suit : la majorité des membres du conseil sont indépendants de la Société; les réunions du conseil sont tenues au moins six fois par année; une charte a été adoptée pour le conseil et pour chacun des comités du conseil; chaque comité est présidé par un administrateur indépendant, et une partie de chaque réunion du conseil et des comités est réservée afin que les administrateurs se rencontrent en l'absence des membres de la direction.

Tous les administrateurs présentés sont indépendants aux termes de l'article 1.4 du Règlement 52-110 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières, à l'exception de James F. Hankinson, qui est président et chef de la direction d'OPG, et de Gary Kugler, qui est président du conseil d'administration de la Société de gestion des déchets nucléaires.

Les personnes suivantes sont les administrateurs d'OPG au 28 février 2008.

Jake Epp
Président du conseil

Âge : 68 ans
Calgary, Alberta (Canada)

Jake Epp a été nommé président du conseil d'administration d'Ontario Power Generation Inc. en avril 2004. Il a exercé la fonction de président du conseil d'administration par intérim de décembre 2003 jusqu'à sa nomination à sa fonction actuelle. Jake Epp a été membre du comité d'examen du gouvernement provincial créé en décembre 2003 et présidé par John Manley, dont le mandat était d'examiner le rôle futur d'OPG sur le marché ontarien de l'électricité, de revoir sa structure d'entreprise et de direction et de décider si OPG devrait aller de l'avant avec la remise à neuf de trois réacteurs nucléaires de plus à la centrale nucléaire Pickering A. Le comité a présenté son rapport au gouvernement en mars 2004. En mai 2003, Jake Epp a été choisi par le gouvernement de l'Ontario pour diriger un groupe spécial chargé d'analyser les retards et les dépassements de coûts à la centrale nucléaire Pickering A. Les conclusions du groupe spécial ont été publiées dans un rapport en décembre 2003. M. Epp est aussi accrédité par l'Institut des administrateurs de sociétés.

Membres du conseil d'administration / de comités :	**Présences en 2007**	
Conseil d'administration (depuis décembre 2003)	11 de 11	100 %
Comité de la rémunération et des ressources humaines (depuis novembre 2004)	11 de 11	100 %
Comité de gouvernance et de nomination (depuis août 2005)	3 de 3	100 %
Comité des projets de production nucléaire (depuis novembre 2006)	5 de 5	100 %
Le président du conseil assiste à toutes les réunions des autres comités	22 de 23	96 %

Fonction principale :
Président du conseil d'administration d'Ontario Power Generation Inc.

Administrateurs d'autres émetteurs assujettis :
QHR Technologies, Inc.

Indépendance à l'égard d'OPG :
Indépendant

Imbrication de conseils d'administration d'autres émetteurs assujettis :
Sans objet

James F. Hankinson
Président et chef de la direction

Âge : 64 ans
Toronto, Ontario (Canada)

James Hankinson a été nommé président et chef de la direction d'Ontario Power Generation Inc. en mai 2005. Il possède une solide expérience en gestion dans les secteurs de l'énergie, du transport, des ressources et de la fabrication. De 1996 à 2002, il a été président et chef de la direction de la Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick. Dans le cadre de cette fonction, il a largement contribué à redresser le rendement d'exploitation et la situation financière d'Énergie NB. En 1973, il s'est joint à Canadien Pacifique Limitée où il a occupé le poste de chef de l'exploitation de 1990 à 1995. M. Hankinson est comptable agréé et est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires de l'Université McMaster ainsi que d'un doctorat honorifique en droit de l'Université Mount Allison. Il est aussi membre des conseils d'administration de CAE Inc. et d'Aliments Maple Leaf Inc.

Membres du conseil d'administration / de comités :	**Présences en 2007**	
Conseil d'administration (depuis décembre 2003)	11 de 11	100 %
Le président et chef de la direction assiste à toutes les réunions des comités, sauf à celles du comité de la rémunération et des ressources humaines	35 de 37	95 %

Fonction principale :
Président et chef de la direction, Ontario Power Generation Inc.

Administrateurs d'autres émetteurs assujettis :
CAE Inc.
Aliments Maple Leaf Inc.

Indépendance à l'égard d'OPG :
Non indépendant (membre de la direction)

Imbrication de conseils d'administration d'autres émetteurs assujettis :
Sans objet

Donald Hintz
Président retraité,
Entergy Corporation

Âge : 65 ans
Punta Gorda, Floride (États-Unis)

Avant de prendre sa retraite comme président d'Entergy Corporation, Donald Hintz était chargé des actifs de production de 30 000 mégawatts d'Entergy, comprenant dix centrales nucléaires. Avant d'accéder à cette fonction de président, il a été, pendant sept ans, président et chef de la direction d'Entergy Operations Inc. où il a supervisé l'amélioration des activités nucléaires d'Entergy dont le rendement a atteint le premier quartile. M. Hintz est actuellement membre du conseil d'administration d'Entergy Corporation et est président de l'American Nuclear Society, une organisation internationale regroupant plus de 10 500 scientifiques et ingénieurs. Il est bachelier ès sciences en génie chimique de l'Université du Wisconsin, et il a réussi le programme de gestion des services publics de l'Université du Michigan et le programme de gestion avancée du Harvard Business School.

Membres du conseil d'administration / de comités :	**Présences en 2007**	
Conseil d'administration (depuis octobre 2004)	9 de 11	82 %
Comité de la rémunération et des ressources humaines (depuis novembre 2004)	10 de 11	91 %
Comité de l'exploitation nucléaire* (depuis novembre 2004)	3 de 4	75 %
Comité des projets de production nucléaire (depuis novembre 2006)	3 de 5	60 %

* Président du comité

Fonction principale :
Président à la retraite d'Entergy Corporation

Administrateurs d'autres émetteurs assujettis :
Entergy Corporation

Indépendance à l'égard d'OPG :
Indépendant

Imbrication de conseils d'administration d'autres émetteurs assujettis :
Sans objet

Gary Kugler
Président du conseil,
Société de gestion des déchets nucléaires

Âge : 67 ans
Burlington, Ontario (Canada)

Gary Kugler a pris sa retraite du poste de vice-président principal, Produits et services nucléaires, au sein d'Énergie atomique du Canada Limitée (« EACL »). Il était responsable de la totalité des activités commerciales d'EACL, y compris les ventes et les services de centrales nucléaires à l'échelle mondiale. Durant ses 34 ans de service auprès d'EACL, il a également occupé divers postes techniques, de gestion de projets et de développement commercial. Avant de se joindre à l'EACL, M. Kugler a servi comme pilote dans l'aviation canadienne. M. Kugler est actuellement président du conseil d'administration de la Société de gestion des déchets nucléaires. Il est titulaire d'un baccalauréat ès sciences avec spécialisation en physique et d'un doctorat en physique nucléaire de l'Université McMaster.

Membres du conseil d'administration / de comités :	**Présences en 2007**	
Conseil d'administration (depuis septembre 2004)	9 de 11	82 %
Comité de vérification et de gestion des risques (depuis novembre 2004)	3 de 4	75 %
Comité de gouvernance et de nomination (depuis août 2005)	3 de 3	100 %
Comité de l'exploitation nucléaire (depuis novembre 2004)	4 de 4	100 %
Comité des projets de production nucléaire (depuis novembre 2006)	5 de 5	100 %

Fonction principale :
Président du conseil d'administration de la Société de gestion des déchets nucléaires

Administrateurs d'autres émetteurs assujettis :
Sans objet

Indépendance à l'égard d'OPG :
Non indépendant
(président du conseil d'administration de la Société de gestion des déchets nucléaires)

Imbrication de conseils d'administration d'autres émetteurs assujettis :
Sans objet

M. George Lewis
Président du conseil et chef de la direction,
RBC Gestion d'Actifs Inc.

Âge : 47 ans
Toronto, Ontario (Canada)

George Lewis est chef de groupe, Gestion de patrimoine, de RBC Groupe financier. M. Lewis est également président du conseil d'administration et chef de la direction de RBC Gestion d'Actifs Inc. Avant sa nomination à sa fonction actuelle, M. Lewis était chef de groupe, Gestion de patrimoine de la plateforme Particuliers et entreprises – Canada, de RBC Groupe Financier, la plus grande banque du Canada. Auparavant, il était directeur général et chef des ventes de la négociation et des recherches de titres institutionnels au sein de RBC Marchés des Capitaux, et a été l'analyste le mieux coté au Canada trois années d'affilée. Il possède une vaste expérience dans le secteur des placements et est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires avec distinction de l'Université Harvard et d'un baccalauréat en commerce avec haute distinction du Trinity College de l'Université de Toronto. Il est également analyste financier agréé et comptable agréé, et est accrédité par l'Institut des administrateurs de sociétés. M. Lewis siège au conseil d'administration de la Fondation du Centre de toxicomanie et de la santé mentale et au conseil d'administration de l'Orchestre symphonique de Toronto, préside la Bishop's Company du diocèse anglican de Toronto et est membre du Cabinet of the United Way du Grand Toronto.

Membres du conseil d'administration / de comités :	**Présences en 2007**	
Conseil d'administration (depuis février 2005)	10 de 11	91 %
Comité de vérification et de gestion des risques* (depuis février 2005)	4 de 4	100 %
Comité de surveillance des fonds d'investissement* (depuis mars 2005)	3 de 3	100 %

* Président du comité

Fonction principale :
Chef de groupe, Gestion de patrimoine, RBC Groupe Financier

Administrateurs d'autres émetteurs assujettis :
Sans objet

Indépendance à l'égard d'OPG :
Indépendant

Imbrication de conseils d'administration d'autres émetteurs assujettis :
Sans objet

David J. MacMillan
Administrateur des sociétés

Âge : 55 ans
Londres (Royaume-Uni)

David MacMillan est directeur général de Good Energies, un fonds de capital-investissement européen de plusieurs milliards de dollars qui investit dans des entreprises de technologie d'énergie renouvelable et des entreprises et projets d'énergie renouvelable partout dans le monde. Il est également administrateur non dirigeant d'InterGen N.V., un propriétaire-exploitant de centrales pour la production d'électricité en réseau. Il possède une vaste expérience internationale dans le secteur de la production d'électricité, notamment sur le plan des stratégies d'investissement et du financement. M. MacMillan est également un ancien administrateur de Killingholme Power Limited. M. MacMillan est titulaire d'un baccalauréat ès arts et d'une maîtrise ès arts en économie de l'Université McGill.

Membres du conseil d'administration / de comités :	**Présences en 2007**	
Conseil d'administration (depuis septembre 2004)	11 de 11	100 %
Comité des projets de production nucléaire (depuis novembre 2004)	4 de 4	100 %
Comité des projets importants* (depuis novembre 2004)	12 de 12	100 %

* Président du comité

Fonction principale :
Associé – Good Energies

Administrateurs d'autres émetteurs assujettis :
InterGen N.V.

Indépendance à l'égard d'OPG :
Indépendant

Imbrication de conseils d'administration d'autres émetteurs assujettis :
Sans objet

Corbin A. McNeill Jr.
Président et
cochef de la direction retraité,
Exelon Corporation

Âge : 68 ans
Jackson, Wyoming (États-Unis)

Corbin McNeill a pris sa retraite des fonctions de président du conseil d'administration et cochef de la direction d'Exelon Corporation, société née de la fusion de PECO Energy et d'Unicom Corp. Chez PECO, il a assumé les fonctions de président du conseil d'administration, de président et de chef de la direction, s'étant joint à la société en 1988 en qualité de premier vice-président du secteur nucléaire. Auparavant, il a supervisé les activités nucléaires de la Public Services Electric and Gas Company et de la New York Power Authority. M. McNeill est actuellement administrateur d'Owens-Illinois, Inc. et de Portland General Electric. Il est bachelier ès sciences de la U.S. Naval Academy et a réussi le programme de gestion de l'Université Stanford.

Membres du conseil d'administration / de comités :	**Présences en 2007**	
Conseil d'administration (depuis octobre 2004)	11 de 11	100 %
Comité de gouvernance et de nomination* (depuis août 2005)	3 de 3	100 %
Comité de surveillance des fonds d'investissement (depuis mai 2005)	3 de 3	100 %
Comité de l'exploitation nucléaire (depuis novembre 2004)	4 de 4	100 %
Comité des projets de production nucléaire* (depuis novembre 2006)	5 de 5	100 %

* Président du comité

Fonction principale :
Président du conseil d'administration et cochef de la direction à la retraite d'Exelon Corporation

Administrateurs d'autres émetteurs assujettis :
Owens-Illinois Inc.
Portland General Electric Company

Indépendance à l'égard d'OPG :
Indépendant

Imbrication de conseils d'administration d'autres émetteurs assujettis :
Sans objet

Peggy Mulligan
Administratrice de sociétés

Âge : 49 ans
Mississauga, Ontario (Canada)

Peggy Mulligan est l'ancienne vice-présidente à la direction et chef des finances de Linamar Corporation. Avant son arrivée à Linamar, M^me^ Mulligan a occupé, pendant 11 ans, les postes de vice-présidente à la direction des systèmes et de l'exploitation et de la vérification ainsi que celui d'inspectrice en chef de La Banque de Nouvelle-Écosse. Avant de se joindre à La Banque de Nouvelle-Écosse, elle était associée de vérification chez PricewaterhouseCoopers à Toronto. Peggy Mulligan est fiduciaire du fonds à revenu fixe Resolve Business Outsourcing. Elle détient un baccalauréat en mathématiques (avec distinction) de l'Université de Waterloo et a été nommée FCA par l'Institut des comptables agréés de l'Ontario en 2003.

Membres du conseil d'administration / de comités :	**Présences en 2007**	
Conseil d'administration (depuis décembre 2005)	10 de 11	91 %
Comité de vérification et de gestion des risques (depuis février 2006)	4 de 4	100 %
Comité de surveillance des fonds d'investissement* (depuis février 2007)	3 de 3	100 %

* Présidente du comité

Fonction principale :
Administratrice de sociétés

Administrateurs d'autres émetteurs assujettis :
Fonds à revenu fixe Resolve Business Outsourcing

Indépendance à l'égard d'OPG :
Indépendante

Imbrication de conseils d'administration d'autres émetteurs assujettis :
Sans objet

C. Ian Ross
Président du conseil,
Fonds Canadien GrowthWorks Ltée

Âge : 65 ans
Collingwood, Ontario (Canada)

Ian Ross a travaillé à la Richard Ivey School of Business de l'Université Western Ontario de 1997 à septembre 2003. Plus récemment, il a été directeur principal de l'administration au bureau du doyen et cadre-résident à l'Institut d'entrepreneuriat, d'innovation et de croissance de cette école. Il a été administrateur, président et chef de la direction d'Ortech Corporation, président du conseil d'administration, président et chef de la direction de Provincial Papers Inc., ainsi que président et chef de la direction de Paperboard Industries Corp. M. Ross est actuellement administrateur de plusieurs sociétés, dont la fiducie de revenu Menu Foods, le Fonds Canadien GrowthWorks Ltée, PetValu Canada Inc., RuggedCom Ltd., ING Direct Asset Management Limited, eJust Systems (anciennement Praeda Managements Systems) et la Société de gestion des déchets nucléaires. Il est également membre du Barreau du Haut-Canada.

Membres du conseil d'administration / de comités :	**Présences en 2007**	
Conseil d'administration (depuis décembre 2003)	11 de 11	100 %
Comité de vérification et de gestion des risques (depuis novembre 2004)	4 de 4	100 %
Comité de gouvernance et de nomination (depuis août 2005)	3 de 3	100 %
Comité des projets importants (depuis novembre 2004)	12 de 12	100 %
Comité des projets de production nucléaire (depuis novembre 2006)	5 de 5	100 %

Fonction principale :
Président du conseil d'administration, Fonds Canadien GrowthWorks Ltée

Administrateurs d'autres émetteurs assujettis :
Fonds Canadien GrowthWorks Ltée
Fiducie de revenu Menu Foods
PetValu Canada Inc.
RuggedCom Ltd.
ING Direct Asset Management Limited

Indépendance à l'égard d'OPG :
Indépendant

Imbrication de conseils d'administration d'autres émetteurs assujettis :
Sans objet

Marie C. Rounding
Avocate,
Gowling Lafleur Henderson S.E.N.C.R.L.

Âge : 60 ans
Toronto, Ontario (Canada)

Marie Rounding est avocate au sein du cabinet Gowling Lafleur Henderson S.E.N.C.R.L., où elle est membre du groupe industriel de l'énergie et des infrastructures nationales. Le 1er novembre 2007, elle a été nommée membre du comité consultatif sur la sécurité nationale par le Premier ministre Stephen Harper. Mme Rounding a occupé le poste de présidente du conseil de la Commission de l'énergie de l'Ontario de 1992 à 1998 et le poste de présidente et chef de la direction de l'Association canadienne du gaz de 1998 à 2003. Auparavant, elle était directrice des procureurs du droit civil au ministère ontarien du Procureur général. Elle possède une vaste expérience en droit réglementaire et administratif et, à titre de chef de la réglementation, a participé à la déréglementation des marchés du gaz naturel et à la restructuration rapide du secteur de l'électricité en Ontario. Mme Rounding siège actuellement au conseil d'administration de Nova Scotia Power Inc. et est membre du comité indépendant de révision pour Sentry Select Capital Corp. et plusieurs entités connexes. Mme Rounding est diplômée de l'University of Western Ontario et de l'école de droit Osgood Hall, et est accréditée par l'Institut des administrateurs de sociétés.

Membres du conseil d'administration / de comités :	**Présences en 2007**	
Conseil d'administration (depuis septembre 2004)	11 de 11	100 %
Comité de la rémunération et des ressources humaines (novembre 2004 – février 2007)	1 de 1	100 %
Comité de surveillance des fonds d'investissement (depuis mai 2005)	3 de 3	100 %
Comité des projets importants (depuis novembre 2004)	9 de 12	75 %
Comité de l'exploitation nucléaire (depuis février 2007)	3 de 3	100 %

Fonction principale :
Avocate, Gowling Lafleur Henderson S.E.N.C.R.L.

Administrateurs d'autres émetteurs assujettis :
Nova Scotia Power Inc.

Indépendance à l'égard d'OPG :
Indépendante

Imbrication de conseils d'administration d'autres émetteurs assujettis :
Sans objet

William Sheffield
Administrateur de sociétés

Âge : 59 ans
Toronto, Ontario (Canada)

William Sheffield est l'ancien chef de la direction de Sappi Fine Paper plc, et l'ancien premier vice-président de l'exploitation internationale et du développement de l'entreprise d'Abitibi-Consolidated. Il possède de l'expérience dans l'exploitation de grandes entreprises internationales. M. Sheffield a aussi travaillé pendant 17 ans pour Stelco. Il est actuellement membre des conseils d'administration de Velan Inc., Postes Canada, Houston Wire & Cable Company et Les Distilleries Corby. M. Sheffield est bachelier ès sciences en chimie de l'Université Carleton, détient une maîtrise en administration des affaires de l'Université McMaster, a réussi le programme de gestion avancée de l'école de gestion INSEAD en France et est accrédité par l'Institut des administrateurs de sociétés.

Membres du conseil d'administration / de comités :	**Présences en 2007**	
Conseil d'administration (depuis septembre 2004)	11 de 11	100 %
Comité de la rémunération et des ressources humaines* (depuis novembre 2004)	11 de 11	100 %
Comité de surveillance des fonds d'investissement (depuis février 2005)	3 de 3	100 %
Comité des projets importants (depuis novembre 2004)	12 de 12	100 %

* Président du comité

Fonction principale :
Administrateur de sociétés

Administrateurs d'autres émetteurs assujettis :
Les Distilleries Corby Ltée
Houston Wire & Cable Company
Velan Inc.

Indépendance à l'égard d'OPG :
Indépendant

Imbrication de conseils d'administration d'autres émetteurs assujettis :
Sans objet

David G. Unruh
Administrateur de sociétés

Âge : 63 ans
Vancouver, Colombie-Britannique (Canada)

David Unruh, avocat et avocat général à la retraite, siège actuellement au conseil d'administration de Union Gas Limited, Pacific Northern Gas Ltd., Corriente Resources Inc., The Wawanesa Mutual Insurance Compagny, TransLink, Canada Line Rapid Transit Inc. et Globe Foundation of Canada. Auparavant, M. Unruh a été vice-président du conseil de Westcoast Energy Inc. et de Union Gas Limited, premier vice-président et avocat général de Duke Energy Gas Transmission, de Houston, et premier vice-président des affaires juridiques et secrétaire général de Westcoast Energy Inc. M. Unruh a pratiqué le droit des sociétés et le droit commercial à Winnipeg (Manitoba), avant de se joindre à Westcoast Energy Inc., à Vancouver (Colombie-Britannique), en 1993.

Membres du conseil d'administration / de comités :	**Présences en 2007**	
Conseil d'administration (depuis septembre 2004)	11 de 11	100 %
Comité de la rémunération et des ressources humaines (depuis novembre 2004)	11 de 11	100 %
Comité de vérification et de gestion des risques (depuis novembre 2004)	4 de 4	100 %
Comité des projets importants (depuis décembre 2004)	12 de 12	100 %

Fonction principale :
Administrateur de sociétés

Administrateurs d'autres émetteurs assujettis :
Corriente Resources Inc.
Pacific Northern Gas Ltd.
Union Gas Limited

Indépendance à l'égard d'OPG :
Indépendant

Imbrication de conseils d'administration d'autres émetteurs assujettis :
Sans objet

Orientation et formation continue
Le comité de gouvernance et de nomination est responsable d'examiner et de recommander des programmes d'orientation et de formation appropriés au conseil d'administration. Les nouveaux administrateurs reçoivent de la documentation pertinente sur les pratiques et politiques de gouvernance d'OPG et sur ses activités. Les administrateurs assistent à une séance d'orientation donnée par des hauts dirigeants et portant sur l'exploitation et les activités d'OPG, et une visite des installations de production d'OPG leur est offerte.

Le conseil encourage la formation continue des administrateurs, que ce soit sur les activités d'OPG ou sur leurs fonctions d'administrateurs. Des visites annuelles des principales installations et, selon les demandes des administrateurs, des présentations spéciales données par des experts internes et externes sont offertes au conseil ou à un comité sur des questions thématiques ou sur des aspects précis des activités d'OPG. OPG parraine également l'accréditation professionnelle de ses administrateurs.

Éthique
OPG a une politique de comportement éthique ainsi qu'un code de conduite qui sont approuvés par le conseil. La charte du comité de vérification et de gestion des risques prévoit la réception de rapports réguliers formels de la part de la direction sur le respect du code de conduite, y compris des rapports sur les cas de fraude avérés et les mesures prises à leur égard, notamment les mesures disciplinaires. Le comité de vérification et de gestion des risques reçoit aussi un rapport annuel portant sur le code de conduite pour s'assurer que les codes de conduite et les programmes de conformité appropriés sont instaurés et mis en application, et que des mesures correctrices sont prises au besoin. Un exemplaire du code de conduite d'OPG a été déposé sur le site de SEDAR (www.sedar.com). Le comité de vérification et de gestion des risques a aussi établi des procédures de réception, d'enregistrement et de traitement des plaintes portant sur les contrôles comptables internes ou les questions de vérification, ainsi que des procédures permettant aux employés de porter à son attention des questions similaires de façon anonyme et confidentielle.

Le conseil a adopté un processus annuel de communication d'informations par écrit par les administrateurs afin de : i) cerner les conflits d'intérêts potentiels aux fins de la conformité à la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), ii) valider leur indépendance et leurs compétences sur le plan des finances, afin de se conformer à la réglementation sur les valeurs mobilières portant sur les obligations des conseils d'administration et des comités de vérification, et iii) satisfaire aux autres exigences en matière de présentation et de dépôt d'information.

Nomination des administrateurs
Les responsabilités du comité de gouvernance et de nomination sont les suivantes : i) établir et tenir à jour une liste des compétences optimales que les membres du conseil devraient posséder collectivement, ii) recommander un processus de repérage de candidats aux postes d'administrateurs, iii) recommander des critères de sélection, iv) repérer des candidats aux postes d'administrateurs pour le conseil, et v) recommander au conseil des candidats valables. Le conseil soumet à l'actionnaire les candidatures recommandées. Les nominations d'administrateurs par l'actionnaire sont aussi examinées par le comité de gouvernance et de nomination.

Le comité de gouvernance et de nomination se compose de quatre membres dont trois sont indépendants d'OPG au sens du Règlement 52-110. M. Gary Kugler est président du conseil d'administration de la Société de gestion des déchets nucléaires, une organisation qui est en fait contrôlée par OPG en vertu de la responsabilité financière plus grande d'OPG à l'égard du combustible nucléaire. Le conseil d'administration a établi que le service de M. Kugler en tant que président du conseil ne nuit en rien à sa capacité de porter un jugement impartial et d'assumer ses responsabilités en tant que membre du comité de gouvernance et de nomination.

Le conseil d'administration compte 12 administrateurs.

Rémunération

Rémunération des administrateurs
Le comité de gouvernance et de nomination est responsable de la surveillance et de l'examen annuels du niveau et de la nature de la rémunération des administrateurs. En 2007, le comité de gouvernance et de nomination a recommandé qu'aucun changement ne soit apporté à la rémunération des administrateurs.

Chaque administrateur qui n'est pas un employé d'OPG reçoit des honoraires annuels de 25 000 $. Un administrateur reçoit aussi des honoraires annuels de 3 000 $ à titre de président d'un comité et pour chacun des comités dont il est membre. Du fait que le président du comité de vérification et de gestion des risques assume des obligations et des responsabilités accrues depuis certaines modifications réglementaires récentes en Amérique du Nord, ses honoraires annuels s'élèvent à 8 000 $.

Les administrateurs sont rémunérés pour chaque réunion à laquelle ils assistent et reçoivent des honoraires de 1 500 $ ou de 750 $, selon ce que détermine le président du conseil d'administration ou du comité.

Afin que le conseil dispose de compétences nationales et internationales, les administrateurs non résidents sont rémunérés en dollars américains convertis au pair, et les administrateurs qui parcourent de longues distances reçoivent une prime de déplacement en guise de compensation du temps de déplacement pour assister aux réunions du conseil d'administration et des comités.

Les administrateurs se font aussi rembourser les frais de déplacement et autres qu'ils engagent pour assister aux réunions ou pour s'acquitter d'autres obligations liées à leur rôle d'administrateur.

Le président du conseil d'administration, à titre de président du conseil non membre de la direction, reçoit des honoraires annuels globaux de 150 000 $, et ses frais, y compris les frais de déplacement et autres, lui sont remboursés.

La rémunération totale versée aux administrateurs de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 s'élève à 909 511 $.

Rémunération du chef de la direction
Le comité de la rémunération et des ressources humaines du conseil d'administration est composé de quatre administrateurs, tous indépendants d'OPG. Le comité supervise, au nom du conseil d'administration, l'établissement des buts et objectifs annuels du chef de la direction et l'évaluation annuelle de son rendement, et fait des recommandations au conseil relativement à la rémunération de ce dernier. Le comité de la rémunération et des ressources humaines fait appel à un conseiller indépendant pour faire un suivi et une analyse comparative de la rémunération dans l'industrie.

En 2007, le comité de la rémunération et des ressources humaines du conseil d'administration a retenu les services d'un conseiller indépendant de Mercer, Consultation en ressources humaines, afin d'effectuer une analyse comparative de la rémunération du président et chef de la direction par rapport à celle d'autres entreprises de l'industrie, et afin de confirmer le caractère approprié de la rémunération compte tenu de la nature, de la complexité et du profil de risque des activités d'OPG. Le comité de la rémunération et des ressources humaines a soumis sa recommandation à l'approbation du conseil. Le président du comité de la rémunération et des ressources humaines et le président du conseil d'administration en ont par la suite informé l'actionnaire.

Comités du conseil d'administration
Le conseil d'administration a établi sept comités qui se penchent sur des questions cruciales pour la Société :

Comité de vérification et de gestion des risques
Le comité est responsable de l'examen des dépôts réglementaires des documents de la Société, y compris les états financiers, les rapports de gestion et les communiqués de presse avant leur diffusion dans le public. Le comité est aussi responsable de superviser la fonction de vérification interne, le travail des vérificateurs externes, y compris leur nomination et leur rémunération, de voir à ce que la Société dispose de contrôles appropriés des processus de communication de l'information financière et de gestion des risques, et de s'assurer qu'elle respecte les politiques réglementaires et internes. Le comité est aussi responsable de la supervision de la politique d'OPG en matière de comportement éthique et du code de conduite, y compris des rapports sur les programmes de conformité, sur les cas de fraude fondés et sur le traitement de ces cas, y compris les mesures disciplinaires.

Comité de la rémunération et des ressources humaines
Ce comité est axé sur les questions relatives aux ressources humaines, y compris les pratiques de rémunération, les objectifs et la rémunération du chef de la direction, la communication de renseignements à l'égard des questions de rémunération et de ressources humaines, l'évaluation des compétences en leadership, y compris la planification de la relève, les politiques de ressources humaines sur le plan des plaintes des employés, de la diversité et de l'équité salariale, la conception organisationnelle, les relations de travail, les régimes de retraite et les politiques connexes, ainsi que les programmes de rémunération, de formation et d'évaluation du conseil.

Comité de gouvernance et de nomination
Le comité conçoit des principes de gouvernance pour OPG qui sont conformes aux normes élevées de gouvernance d'entreprise et procède, de manière continue, à l'examen et à l'évaluation du système de gouvernance d'entreprise d'OPG dans le but de maintenir ces normes élevées. Le comité repère et recommande des candidats valables qui peuvent être élus ou nommés au conseil afin que leur candidature soit soumise à l'actionnaire dans l'éventualité de la vacance d'un poste d'administrateur. Finalement, le comité examine et recommande les processus d'OPG à l'égard de l'orientation, de l'évaluation et de la rémunération des administrateurs.

Comité de surveillance des fonds d'investissement
Le comité assiste le conseil dans l'exercice de ses responsabilités à l'égard de la caisse de retraite d'OPG, du Fonds pour combustible irradié et du Fonds de déclassement. Le comité assure la supervision des investissements d'actifs et des passifs liés aux investissements, ainsi que la gestion de tout excédent (déficit) des fonds. Plus précisément, le comité examine les politiques en matière d'investissement, des risques et de la composition de l'actif, approuve les objectifs annuels de rendement des portefeuilles d'investissement et surveille le rendement des fonds.

Comité des projets importants
Ce comité assiste le conseil dans la supervision des grands projets d'approvisionnement en électricité non nucléaire, y compris la conception, l'octroi de contrats, le financement et la surveillance de la construction.

Comité des projets de production nucléaire
Ce comité a été créé en 2006 par suite d'une directive de l'actionnaire aux fins : i) d'entreprendre des études de faisabilité quant à la remise à neuf de ses unités nucléaires existantes, et ii) de mettre en branle un processus d'approbations fédérales, y compris une évaluation environnementale, en vue de l'installation de nouvelles unités nucléaires sur un site existant. Ce comité aide le conseil d'administration à s'acquitter de ses obligations de supervision des projets de nouvelles centrales nucléaires et des projets de remise à neuf et de prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires existantes.

Comité de l'exploitation nucléaire
Ce comité est responsable de la supervision de l'exploitation sécuritaire et efficiente des activités nucléaires d'OPG, de la conformité des installations nucléaires d'OPG à la réglementation, de l'examen des rapports de superviseurs indépendants sur les activités nucléaires d'OPG, de l'examen des questions de gestion et d'organisation des activités nucléaires d'OPG, de la sécurité des installations et des substances nucléaires d'OPG, et de la supervision des obligations d'OPG relativement à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement d'installations nucléaires.

Évaluations
Le comité de gouvernance et de nomination est responsable du processus annuel d'évaluation du rendement du conseil d'administration, de ses comités et de ses administrateurs. Les évaluations du conseil d'administration et des comités se fondent sur des questionnaires confidentiels portant sur l'évaluation de leur rendement et sur la conformité aux chartes du conseil d'administration et des comités. Les évaluations des administrateurs se fondent sur des questionnaires d'autoévaluation, qui sont soumis à titre confidentiel au président du conseil d'administration et au président du comité de gouvernance et de nomination. Le processus annuel est supervisé par le président du comité de gouvernance et de nomination, qui en présente les résultats et les recommandations d'amélioration au conseil d'administration.

Renseignements supplémentaires sur la gouvernance d'OPG
OPG fournit des renseignements supplémentaires sur sa gouvernance sur son site Web (www.opg.com), y compris les éléments suivants :

- Protocole d'accord
- Directives de l'actionnaire
- Chartes du conseil d'administration et des comités
- Description des fonctions de président du conseil d'administration et de président de chacun de ses comités
- Code de conduite
- Politique de communication de l'information
- Politique en matière d'environnement
- Politique en matière de santé et sécurité

Information sur le comité de vérification et de gestion des risques

Le Règlement 52-110, *Comités de vérification*, a été mis en œuvre par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières pour encourager les émetteurs à établir et à garder en place des comités de vérification solides, efficaces et indépendants, qui améliorent la qualité de l'information financière et qui, finalement, stimulent la confiance des investisseurs dans les marchés financiers canadiens. L'information sur le comité de vérification et de gestion des risques d'OPG, qui comprend le libellé de la charte du comité de vérification et de gestion des risques, se présente comme suit :

Charte du comité de vérification et de gestion des risques

Objectif

L'objectif du comité de vérification et de gestion des risques (le « comité ») est d'aider le conseil d'administration à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance en examinant des documents, en donnant des conseils et en faisant des recommandations au conseil d'administration en ce qui concerne :

- l'intégrité, la qualité et la transparence de l'information financière de la Société;
- la pertinence du processus de présentation de l'information financière;
- les systèmes de contrôles internes et de gestion des risques, et les principes, les politiques et les procédures connexes de la Société qui ont été établis par la direction;
- le rendement de la fonction de vérification interne de la Société et des vérificateurs externes;
- les compétences et l'indépendance des vérificateurs externes;
- la conformité de la Société aux exigences juridiques et réglementaires et aux politiques internes de la Société;
- la promotion d'une culture axée sur l'éthique et la conformité au code de conduite d'OPG.

La fonction du comité de vérification et de gestion des risques est la surveillance. La direction est responsable de la préparation, de la présentation et de l'intégrité des états financiers consolidés de la Société. Il incombe à la direction de la Société d'assurer que les principes et conventions de comptabilité et de présentation de l'information financière suivis sont appropriés, et de maintenir des contrôles et procédures internes qui assurent le respect des normes comptables et des lois et règlements applicables.

Organisation

Membres

Le comité de vérification et de gestion des risques doit être constitué d'au moins trois administrateurs indépendants nommés par le conseil d'administration, dont aucun ne doit être employé de la Société ou d'une société membre de son groupe. Une majorité des membres du comité, mais pas moins de deux, constitueront un quorum. À titre d'émetteur émergent, OPG est dispensée de répondre aux exigences du Règlement 52-110 quant à l'indépendance des membres d'un comité de vérification. Toutefois, OPG considère qu'une telle indépendance constitue une « meilleure pratique » et, par conséquent, chacun des membres du comité de vérification et de gestion des risques doit respecter les exigences applicables en matière d'indépendance et de compétences financières en vertu des lois et des règlements qui régissent les comités de vérification.

Le conseil d'administration désigne un membre du comité de vérification et de gestion des risques à titre de président du comité. Les membres du comité de vérification et de gestion des risques doivent exercer leurs fonctions pour un ou plusieurs mandats dont la durée est fixée par le conseil d'administration. Le conseil d'administration doit confirmer que chacun des membres du comité de vérification et de gestion des risques est compétent sur le plan des finances, selon l'interprétation du conseil d'administration fondée sur son jugement d'affaires, et conformément au Règlement 52-110 et à l'instruction générale qui s'y rapporte.

Réunions

Le comité se réunit aussi souvent que nécessaire, mais au moins une fois chaque trimestre, selon les circonstances et à la demande d'un membre. Le comité se réunit régulièrement et au moins une fois par année avec les vérificateurs externes, les vérificateurs internes et la direction, séparément, pour discuter de toute question qu'il juge appropriée et pour fournir une tribune où des questions pertinentes pourront être abordées.

Rapports

Le comité fait rapport de ses activités et de ses actions au conseil d'administration, et lui soumet des recommandations, s'il le juge approprié.

Le comité fournira, en vue de l'inclure dans les informations financières ou les dépôts réglementaires, tout rapport du comité de vérification et de gestion des risques exigé par les lois et règlements applicables, et indiquant entre autres choses si le comité de vérification et de gestion des risques :

- a examiné les états financiers consolidés vérifiés et en a discuté avec la direction;
- a discuté de questions pertinentes avec les vérificateurs internes et externes;
- a reçu des informations des vérificateurs externes concernant l'indépendance des vérificateurs et a discuté de leur indépendance avec les vérificateurs;
- a recommandé au conseil d'administration que les états financiers consolidés vérifiés soient inclus dans le rapport annuel de la Société.

Pouvoirs

Le comité de vérification et de gestion des risques a les responsabilités et les pouvoirs énoncés dans sa charte, mais n'a pas comme devoir de planifier ou de faire des vérifications ou des évaluations des risques, ni de déterminer si les états financiers consolidés de la Société et les informations qui y sont communiquées sont complets et exacts, et conformes aux principes comptables généralement reconnus et aux règles et règlements applicables. Ces responsabilités incombent à la direction et au vérificateur externe.

Dans l'exercice de leurs fonctions de surveillance, le comité de vérification et de gestion des risques et le conseil d'administration s'en remettront nécessairement aux compétences, aux connaissances et à l'intégrité des membres de la direction de la Société et des vérificateurs internes et externes.

Le comité de vérification et de gestion des risques a le pouvoir d'établir la rémunération des conseillers engagés par le comité et de leur verser celle-ci.

Le comité de vérification et de gestion des risques a le pouvoir de communiquer directement avec les vérificateurs internes et externes.

Délégation de pouvoir

Le comité peut déléguer à tout employé d'OPG ou à un sous-comité son pouvoir aux fins i) de l'exécution ou de la mise en application de toute décision du comité, et ii) de l'exercice de tout droit, de tout pouvoir ou de toute fonction du comité selon les modalités et dans le respect des limites établies par le comité; toutefois, le comité ne peut pas déléguer ses responsabilités de surveillance.

Accès à la direction et aux conseillers externes

Le comité de vérification et de gestion des risques doit avoir librement accès aux membres de la direction et à l'information pertinente. Le comité de vérification et de gestion des risques peut retenir les services d'avocats, de comptables ou d'autres conseillers indépendants pour l'aider dans la conduite de toute enquête, s'il le juge nécessaire pour s'acquitter de ses responsabilités.

Responsabilités et tâches du comité

Le comité doit :

Généralités

- Mener ou autoriser des enquêtes portant sur toute question à l'intérieur du champ de responsabilités du comité.
- Examiner toute proposition de nomination ou de remplacement du chef des finances et du responsable de la gestion des risques et en recommander l'approbation au conseil d'administration.

Gestion des risques et contrôles internes

- Examiner et évaluer les politiques et les processus d'évaluation des risques importants de la Société, ainsi que les mesures prises par la direction pour surveiller et contrôler ces risques pour la Société, y compris la structure organisationnelle et la pertinence des ressources.
- Examiner et analyser, avec le responsable de la gestion des risques et la direction, les risques critiques pour la Société, l'effet possible de tels risques et les mesures d'atténuation à adopter.
- Vérifier si la Société a un processus efficace pour déterminer les risques associés à des litiges et à des réclamations réels et potentiels découlant de la non-conformité à des lois et à des règlements.
- Revoir avec la direction les rapports démontrant la conformité aux politiques de gestion des risques.
- Revoir avec l'avocat général de la Société et d'autres personnes toute question juridique, fiscale ou réglementaire qui pourrait avoir une incidence importante sur les activités et les états financiers de la Société, y compris, sans toutefois s'y limiter, les cas de violation des lois sur les valeurs mobilières ou de manquement à des obligations fiduciaires.
- Revoir avec la direction, les vérificateurs internes et les vérificateurs externes, la portée de l'examen du contrôle interne à l'égard de l'information financière, les conclusions importantes, les recommandations et les moyens pris par la direction pour mettre en œuvre des mesures visant à corriger les lacunes des contrôles internes.
- Revoir l'information communiquée par le chef de la direction et le chef des finances durant le processus d'attestation visant la communication de déficiences importantes dans la conception ou le fonctionnement des contrôles internes ou de fraudes impliquant des membres de la direction ou d'autres employés qui jouent un rôle important dans la mise en application des contrôles internes de la Société, le cas échéant.
- Examiner les dépenses du président du conseil d'administration, du président et du personnel relevant directement du président deux fois par année, et les dépenses de tout autre haut dirigeant et employé comme le comité le juge approprié.

Vérification interne

- Évaluer le processus de vérification interne et définir les attentes en ce qui a trait à l'établissement du plan de vérification interne annuel et du niveau des risques, y compris la structure organisationnelle et la pertinence des ressources.
- Approuver la charte de la fonction de vérification interne tous les ans.
- Évaluer l'étendue de la vérification et le rôle de la fonction de vérification interne.
- Examiner et analyser avec le responsable de la gestion des risques et la direction :
  - les conclusions importantes et la réponse de la direction à leur égard, y compris le calendrier de mise en œuvre des mesures prises par la direction pour corriger les lacunes;
  - toute difficulté éprouvée pendant leur travail de vérification (comme des limitations quant à l'étendue de leur travail ou à l'accès à l'information);
  - toute modification requise de l'étendue prévue dans le plan de vérification;
  - le budget de vérification interne.

Vérificateurs externes

- Recommander au conseil d'administration les vérificateurs externes à nommer en vue d'établir ou de délivrer un rapport de vérification ou de fournir d'autres services de vérification, d'examen ou d'attestation à la Société, ainsi que la rémunération de ces vérificateurs.
- Surveiller le travail des vérificateurs externes engagés pour établir ou délivrer un rapport de vérification ou fournir d'autres services de vérification, d'examen ou d'attestation à la Société, y compris la résolution des désaccords entre la direction et les vérificateurs externes au sujet de l'information financière.
- S'assurer de l'indépendance et des compétences des vérificateurs externes.
- Au moins une fois par année, obtenir et examiner un rapport émanant des vérificateurs externes et décrivant leurs procédures de contrôle interne de la qualité, les questions importantes soulevées à l'occasion du dernier contrôle interne de la qualité ou dernier contrôle effectué par des pairs dans le cabinet de vérificateurs, ou à l'occasion d'une enquête par les autorités gouvernementales ou professionnelles au cours des cinq derniers exercices à l'égard d'une ou de plusieurs vérifications externes effectuées par les vérificateurs externes, ainsi que les mesures prises en vue de régler ces questions et toutes les relations entre les vérificateurs externes et la Société.

- Revoir l'étendue et la méthode prévues dans le plan de vérification annuel avec les vérificateurs externes.
- Discuter avec les vérificateurs externes de la qualité et de l'acceptabilité des principes comptables de la Société, y compris toutes les conventions et pratiques comptables importantes suivies, toute méthode autre que les PCGR qui a été discutée avec la direction, ainsi que toute autre communication importante avec la direction.
- Évaluer le processus suivi par les vérificateurs externes pour déterminer et résoudre les risques importants liés à la vérification et au contrôle interne.
- Voir à ce que l'associé responsable de la vérification change tous les cinq ans, et les autres associés de vérification tous les sept ans, et envisager une rotation régulière de cabinets de vérificateurs.
- Évaluer les vérificateurs externes une fois par année et présenter leurs conclusions au conseil d'administration.
- Déterminer les services non liés à la vérification qu'une loi ou un règlement, ou le comité de vérification et de gestion des risques à son gré, interdit aux vérificateurs externes de fournir, et approuver au préalable tous les services fournis par les vérificateurs externes. Le comité peut déléguer ce pouvoir d'approbation préalable à un membre du comité. L'approbation préalable de tout service non lié à la vérification par un membre à qui le comité a délégué ce pouvoir doit être présentée au comité de vérification à sa première réunion régulière après l'approbation.
- Examiner et approuver toutes les opérations entre parties liées.
- Examiner et approuver les politiques d'embauche de la Société à l'égard des associés et des employés, anciens ou actuels, des vérificateurs de la Société, actuels ou anciens.

Information financière

- Examiner avec la direction et les vérificateurs externes les états financiers, le rapport de gestion et le communiqué concernant les résultats intermédiaires de la Société, avant leur publication.
- S'assurer que des procédures adéquates sont en place pour examiner, avant la publication, la communication faite au public, par la Société, de l'information financière extraite ou tirée de ses états financiers consolidés, autre que l'information dont il est question ci-dessus, et apprécier périodiquement l'adéquation de ces procédures.
- Revoir, avec la direction et les vérificateurs externes, à la fin de la vérification annuelle :
  - les états financiers annuels et le rapport de gestion et les notes connexes de même que toute documentation dont la préparation et le dépôt sont exigés en vertu de la *Loi sur les valeurs mobilières* ou que la Société dépose par ailleurs auprès de la CVMO;
  - la vérification par les vérificateurs externes des états financiers consolidés et leur rapport;
  - tout changement important requis du plan de vérification des vérificateurs externes;
  - tout différend ou difficulté avec la direction durant la vérification;
  - les principes comptables de la Société;
  - toute question liée à la conduite qui doit être communiquée au comité selon les principes comptables généralement reconnus.
- Revoir les questions importantes touchant la comptabilité et la communication de l'information financière et comprendre leurs répercussions sur les états financiers consolidés. Cela comprend les opérations complexes ou inhabituelles et les questions qui demandent l'exercice d'un jugement éclairé; les questions importantes concernant les principes comptables et la présentation de l'information financière, y compris les changements notables dans le choix ou l'application par la Société des principes comptables et l'effet des mesures réglementaires et comptables, ainsi que des arrangements hors bilan, sur les états financiers de la Société.
- Revoir l'analyse préparée par la direction ou le vérificateur externe expliquant en détail les questions de présentation de l'information financière et les jugements exercés pendant la préparation des états financiers, y compris l'analyse des effets des méthodes mises en application autres que les principes comptables généralement reconnus.
- Aviser la direction, à partir de l'examen et des discussions tenues, de toute question portée à son attention qui aurait pu l'amener à croire que les états financiers consolidés renferment une fausse déclaration d'un fait important ou omettent de mentionner un fait important nécessaire.

Conformité avec le code de conduite

- Surveiller l'application et le respect du code de conduite de la Société afin de s'assurer que des codes de conduite appropriés et des programmes de conformité adéquats sont instaurés et mis en pratique et que des mesures correctives sont prises, et veiller au fonctionnement des processus de communication du code de conduite au personnel de la Société.
- Assurer, par des mises à jour régulières provenant de la direction, le suivi des questions de conformité.

Traitement des plaintes

- Établir des procédures pour la réception, l'enregistrement et le traitement des plaintes reçues par la Société au sujet de la comptabilité, des contrôles comptables internes ou de la vérification.
- Établir des procédures permettant aux employés de porter à son attention, de façon confidentielle et anonyme, leurs préoccupations touchant des questions de comptabilité ou de vérification de la Société.

Évaluation annuelle

Le comité doit procéder à une évaluation annuelle de sa performance, y compris la conformité à sa charte, conformément au processus d'évaluation approuvé par le conseil d'administration.

Le comité doit également réviser sa charte chaque année, en tenant compte de toutes les exigences législatives et réglementaires applicables au comité ainsi que des meilleures pratiques recommandées par les organismes de réglementation auxquels OPG doit faire rapport et, le cas échéant, doit recommander des changements au conseil d'administration.

Composition du comité de vérification et de gestion des risques
Le comité de vérification et de gestion des risques d'OPG est composé de George Lewis, Gary Kugler, Peggy Mulligan, Ian Ross et David Unruh. À titre d'émetteur émergent, OPG n'est pas soumise aux règles qui régissent la composition et l'indépendance des comités de vérification établis en vertu du Règlement 52-110. Toutefois, le conseil d'administration d'OPG a décidé de suivre les meilleures pratiques et de constituer le comité de vérification et de gestion des risques selon les exigences du Règlement 52-110. Le conseil d'administration a conclu que tous les membres du comité possédaient des compétences financières, au sens du Règlement 52-110. De plus, le conseil d'administration a conclu que quatre des cinq membres du comité étaient indépendants d'OPG et de ses filiales au sens du Règlement 52-110. À la demande du conseil d'administration, M. Kugler agit à titre d'administrateur et de président du conseil d'administration de la Société de gestion des déchets nucléaires, une organisation qui est en fait contrôlée par OPG en vertu de la responsabilité financière plus grande d'OPG à l'égard du combustible nucléaire. Le conseil d'administration est d'avis que l'exercice par M. Kugler de la fonction de président du conseil d'administration est dans l'intérêt d'OPG, de la SGDN et des intervenants d'OPG, compte tenu de l'expérience et des connaissances approfondies que M. Kugler possède de l'industrie nucléaire au Canada, et n'entrave en rien sa capacité d'exercer un jugement impartial et d'assumer ses responsabilités comme membre du comité de vérification et de gestion des risques d'OPG. Pour ce qui est des activités nucléaires d'OPG et des obligations de nature financière et des obligations de gestion des déchets connexes, l'expérience et les connaissances de M. Kugler sont aussi jugées primordiales pour les composantes planification et gestion du risque du mandat du comité. Par conséquent, le conseil d'administration d'OPG a établi qu'il est approprié que M. Kugler soit un membre non indépendant de ce comité, conformément au paragraphe 3.3(2) du Règlement 52-110.

Formation et expérience pertinentes
Posséder des compétences financières signifie être capable de lire et de comprendre les principes comptables utilisés par OPG pour établir ses états financiers consolidés, et être capable de lire et de comprendre un jeu d'états financiers qui présentent des questions comptables d'une ampleur et d'un degré de complexité comparables à celles dont on peut raisonnablement croire qu'elles seront soulevées lors de la lecture des états financiers consolidés d'OPG. Chaque membre a une compréhension des contrôles internes et des procédures de communication de l'information financière. La formation et l'expérience de chaque membre du comité de vérification et de gestion des risques qui sont pertinentes à l'exercice de ses responsabilités à titre de membre du comité de vérification sont indiquées dans la rubrique portant sur la gouvernance de la Société.

Encadrement du comité de vérification et de gestion des risques
Il n'y a aucune recommandation faite par le comité de vérification et de gestion des risques quant à la nomination d'un vérificateur externe et à sa rémunération qui n'a pas été adoptée par le conseil d'administration.

Honoraires pour les services des vérificateurs externes
Les honoraires suivants ont été facturés par Ernst & Young s.r.l. :

(en milliers de dollars)	2007	2006
Honoraires de vérification	1 253	1 250
Honoraires pour services liés à la vérification	259	335
Honoraires pour services de fiscalité et autres	118	300

Honoraires de vérification
Ces honoraires sont liés à la vérification des états financiers consolidés et aux examens trimestriels des états financiers d'OPG et à la vérification des états financiers de la caisse de retraite.

Honoraires pour services liés à la vérification
Ces honoraires sont liés au travail portant sur les contrôles internes, à l'aide en matière de comptabilité, à la traduction française des états financiers consolidés et du rapport de gestion, et aux vérifications et examens spéciaux. Au cours de 2007, OPG a retenu les services d'autres conseillers professionnels, plus particulièrement relativement aux contrôles internes et à l'aide en matière de comptabilité.

Honoraires pour services de fiscalité et autres
Ces honoraires comprennent les services de fiscalité liés aux questions soulevées par les vérificateurs d'impôts à l'égard de l'année d'imposition 1999 et une révision des impôts d'État aux États-Unis.

Contrôles internes à l'égard de l'information financière et contrôles de communication de l'information

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, est responsable du maintien de contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière. Les contrôles et procédures de communication de l'information sont conçus pour fournir une assurance raisonnable que toute l'information pertinente est recueillie, puis communiquée à la haute direction, y compris au président et chef de la direction et au chef des finances, pour que des décisions appropriées soient prises en temps opportun concernant la communication de l'information. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière est conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis conformément aux PCGR.

Une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information d'OPG a été menée au 31 décembre 2007. La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a évalué l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information d'OPG (comme il est défini dans le Règlement 52-109, *Attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*, des Autorités canadiennes en valeurs mobilières) au 31 décembre 2007. La direction a conclu qu'au 31 décembre 2007, les contrôles et procédures de communication de l'information d'OPG étaient efficaces pour fournir une assurance raisonnable que l'information importante relative à OPG et à ses filiales consolidées et participations dans des entités sous contrôle commun lui avait été communiquée par d'autres personnes au sein de ces entités, en particulier pendant la période où le présent rapport a été établi.

La direction a conçu un contrôle interne à l'égard de l'information financière pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux PCGR et a conclu, au 31 décembre 2007, que la conception du contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace.

Il n'y a eu aucune modification importante du contrôle interne à l'égard de l'information financière dans la plus récente période intermédiaire qui a eu ou pourrait raisonnablement avoir une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'OPG.

Quatrième trimestre

Aperçu des résultats d'exploitation

Le bénéfice net pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007 s'est établi à 119 millions de dollars, comparativement à une perte nette de 19 millions de dollars pour la période correspondante de 2006. La perte avant impôts sur les bénéfices pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007 s'est établie à 44 millions de dollars, comparativement à une perte avant impôts sur les bénéfices de 82 millions de dollars pour la période correspondante de 2006.

Au quatrième trimestre de 2007, il y a eu un recouvrement d'impôts, montant net, de 163 millions de dollars, comparativement à 63 millions de dollars pour la période correspondante de 2006. La hausse des impôts à recouvrer est en grande partie attribuable à la contribution additionnelle de 334 millions de dollars au Fonds pour combustible irradié au cours du quatrième trimestre de 2007. De plus, la charge d'impôts a diminué en raison d'une réduction des taux d'imposition futurs fédéraux qui sont pratiquement entrés en vigueur au quatrième trimestre de 2007.

Le tableau suivant présente un sommaire des facteurs ayant eu une incidence sur les résultats d'OPG pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007 comparativement à la période correspondante de 2006, avant impôts :

(en millions de dollars, avant impôts) (non vérifié)

Perte avant impôts sur les bénéfices pour le trimestre terminé le 31 décembre 2006	**(82)**
Variation de la marge brute	
Augmentation du prix de vente de l'électricité après rabais associé à la limite de revenus et marge de couverture	13
Variation de la production d'électricité par secteur :	
Production nucléaire réglementée	31
Production hydroélectrique réglementée	(9)
Production hydroélectrique non réglementée	(29)
Production d'origine fossile non réglementée	3
Augmentation des revenus attribuable au contrat de fiabilité impérative de Lennox	14
Autres variations de la marge brute	2
	25
Hausse de l'amortissement du solde du compte de report de remise en service de la centrale Pickering A	(16)
Diminution du rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(8)
Autres variations	5
Augmentation du bénéfice avant autres gains et pertes et impôts sur les bénéfices	**6**
Dépréciation des actifs à long terme – 2006	22
Autres gains et pertes – 2007	10
Perte avant impôts sur les bénéfices pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007	**(44)**

Le bénéfice du trimestre terminé le 31 décembre 2007 a progressé par suite d'une augmentation de la marge brute attribuable surtout à la hausse de la production des centrales nucléaires et à combustible fossile et aux tarifs plus élevés de l'électricité, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus. La marge brute a également profité de l'incidence favorable des revenus constatés en rapport avec le contrat de fiabilité impérative de Lennox. En décembre 2007, la CEO a approuvé un troisième contrat d'une durée de un an, qui prend fin le 30 septembre 2008. L'augmentation de la marge brute a été annulée en partie par une baisse de la production des installations hydroélectriques d'OPG.

La démolition de l'ancienne centrale alimentée au charbon Lakeview a été essentiellement terminée au cours de 2007. Au cours du quatrième trimestre de 2007, la Société a réévalué les coûts d'achèvement des travaux restants pour remettre le site en état en 2008. En conséquence, OPG a comptabilisé un recouvrement de 20 millions de dollars dans les autres gains et pertes pour refléter une variation des coûts estimatifs.

Au cours du quatrième trimestre de 2007, OPG a constaté une dépréciation de 10 millions de dollars dans les autres gains et pertes liée à la juste valeur marchande de son PCAA de tiers.

Au cours du quatrième trimestre de 2006, OPG a constaté une dépréciation de 22 millions de dollars des centrales alimentées au charbon de Thunder Bay et d'Atikokan, somme qui représentait la valeur comptable ou la valeur comptable nette de ces centrales. La dépréciation a été constatée dans les autres gains et pertes.

Analyse des résultats d'exploitation

(en millions de dollars) (non vérifié)	Trimestres terminés les 31 décembre 2007	2006
Revenus, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus	**1 342**	1 276
Charges liées au combustible	**308**	267
Marge brute	**1 034**	1 009
Exploitation, maintenance et administration	**815**	806
Amortissement	**176**	164
Augmentation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**128**	124
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**(89)**	(97)
Impôt foncier et impôt sur le capital	**19**	24
(Perte) bénéfice avant autres gains et pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	**(13)**	(12)
Autres (gains) et pertes	**(10)**	22
Perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**(3)**	(34)

Revenus

(en millions de dollars) (non vérifié)	Trimestres terminés les 31 décembre 2007	2006
Ventes de la production réglementée[1]	**681**	665
Ventes sur le marché au comptant, déduction faite des instruments de couverture	**519**	453
Rabais associé à la limite de revenus	**(51)**	(13)
Comptes d'écart	**7**	(4)
Divers	**186**	175
Total des revenus	**1 342**	1 276

1 Les ventes de la production réglementée comprenaient des revenus de 31 millions de dollars et de 46 millions de dollars qu'OPG a reçus selon le prix sur le marché au comptant de l'électricité de l'Ontario pour la production hydroélectrique réglementée excédant 1 900 MWh à toute heure au cours des quatrièmes trimestres respectivement de 2007 et 2006.

Revenus

Les revenus se sont établis à 1 342 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007 comparativement à 1 276 millions de dollars pour la période correspondante de 2006. L'augmentation de 66 millions de dollars est surtout attribuable à une hausse du tarif de vente de l'électricité, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus, et à un volume de production accru.

Tarif de l'électricité

Le tarif de vente moyen d'OPG pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007 s'est établi à 4,6 ¢/kWh contre 4,5 ¢/kWh pour la période correspondante de 2006. L'augmentation est due surtout à une limite de revenus plus élevée pour la production d'électricité des installations non réglementées d'OPG et à une hausse du tarif horaire moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario au quatrième trimestre de 2007 par rapport au trimestre correspondant de 2006.

Charges liées au combustible

Les charges liées au combustible se sont fixées à 308 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007, comparativement à 267 millions de dollars pour la période correspondante de 2006. La hausse de 41 millions de dollars est surtout attribuable à une augmentation de la production de 1,0 TWh des centrales à combustible fossile d'OPG.

Exploitation, maintenance et administration

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont élevées à 815 millions de dollars comparativement à 806 millions de dollars pour la période correspondante de 2006. L'augmentation de ces charges découle principalement de la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées au secteur Production d'origine fossile non réglementée au quatrième trimestre de 2007.

Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires

Le rendement des Fonds nucléaires au quatrième trimestre de 2007 s'est établi à 89 millions de dollars, en regard de 97 millions de dollars à la même période en 2006. Le recul de 8 millions de dollars est surtout attribuable aux bénéfices additionnels constatés en 2006 par suite de la révision du plan de référence de l'ONFA, qui ne se sont pas répétés en 2007, et à une baisse du taux de rendement cible à long terme du Fonds de déclassement, comme il est indiqué dans le Plan de référence approuvé de l'ONFA de 2006. La baisse du rendement a été contrebalancée en partie par l'incidence d'une augmentation des placements dans les Fonds nucléaires et d'une hausse de l'IPC de l'Ontario au quatrième trimestre de 2007 par rapport au trimestre correspondant de 2006.

Tarifs de vente moyens

Le tarif moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario et les tarifs de vente moyens d'OPG par secteur isolable, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus, pour les trimestres terminés les 31 décembre 2007 et 2006, se sont établis comme suit :

	Trimestres terminés les 31 décembre	
(¢/kWh)	**2007**	2006
Tarif horaire moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario	**5,1**	4,5
Production nucléaire réglementée	**4,9**	4,9
Production hydroélectrique réglementée	**3,5**	3,5
Production hydroélectrique non réglementée	**4,7**	4,5
Production d'origine fossile non réglementée	**4,8**	4,6
Tarif de vente moyen d'OPG	**4,6**	4,5

Du fait des tarifs réglementés et du rabais associé à la limite de revenus, le tarif de vente moyen d'OPG a été moins élevé que le tarif horaire moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario.

Production d'électricité

Le volume total des ventes d'électricité pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007 s'est élevé à 24,7 TWh, comparativement à 24,3 TWh pour la période correspondante de 2006. L'augmentation est surtout attribuable à une hausse de la production des centrales nucléaires et à combustible fossile d'OPG, annulée en partie par une baisse de la production des centrales hydroélectriques d'OPG. La production accrue des centrales nucléaires d'OPG pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007 par rapport à la même période de 2006 reflète surtout une baisse du nombre de jours d'interruption. La diminution du volume de ventes d'électricité des centrales hydroélectriques d'OPG au cours du quatrième trimestre de 2007 par rapport au trimestre correspondant de 2006 est principalement attribuable à une baisse des niveaux d'eau dans l'est de l'Ontario.

Au cours des quatrièmes trimestres de 2007 et de 2006, la demande primaire d'électricité en Ontario a été respectivement de 37,7 TWh et 37,5 TWh. La hausse de la demande primaire en Ontario au cours du quatrième trimestre de 2007 reflète en partie des températures plus basses en novembre et en décembre 2007 par rapport aux mêmes mois en 2006.

Situation de trésorerie et sources de financement

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'exploitation pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007 se sont établis à 316 millions de dollars, comparativement à des flux de trésorerie provenant de l'exploitation de 91 millions de dollars pour la période correspondante de 2006. La variation défavorable des flux de trésorerie est imputable surtout à la contribution non récurrente de 334 millions de dollars au Fonds pour combustible irradié en rapport avec l'entente de location conclue avec Bruce Power et à une hausse des charges d'exploitation et de maintenance.

Les dépenses en immobilisations du trimestre terminé le 31 décembre 2007 ont atteint 190 millions de dollars comparativement à 215 millions de dollars pour la période correspondante de 2006. La diminution des dépenses en immobilisations de 25 millions de dollars découle essentiellement d'une baisse des dépenses liées au projet du tunnel de Niagara.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007 se sont établis à 449 millions de dollars, comparativement à des flux de trésorerie affectés aux activités de financement de 45 millions de dollars pour la période correspondante de 2006. La hausse des flux de trésorerie est surtout imputable à l'émission de titres d'emprunt à long terme en vertu des facilités aux fins générales de l'entreprise de 400 millions de dollars au quatrième trimestre de 2007.

Faits saillants financiers trimestriels

Les tableaux qui suivent présentent les principales informations financières tirées des états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés d'OPG pour chacun des 12 trimestres les plus récents. Cette information financière a été préparée conformément aux PCGR du Canada.

	Trimestres de l'exercice 2007 terminés les				
(en millions de dollars) (non vérifié)	**31 décembre**	**30 septembre**	**30 juin**	**31 mars**	**Total**
Revenus, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus	**1 342**	**1 421**	**1 373**	**1 524**	**5 660**
Bénéfice net	**119**	**113**	**125**	**171**	**528**
Résultat net par action	**0,46 $**	**0,44 $**	**0,49 $**	**0,67 $**	**2,06 $**

	Trimestres de l'exercice 2006 terminés les				
(en millions de dollars) (non vérifié)	31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	Total
Revenus, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus	1 276	1 435	1 345	1 508	5 564
Bénéfice net (perte nette)	(19)	167	143	199	490
Résultat par action	(0,08) $	0,65 $	0,56 $	0,78 $	1,91 $

	Trimestres de l'exercice 2005 terminés les				
(en millions de dollars) (non vérifié)	31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	Total
Revenus, déduction faite des rabais associés à la limite de revenus et à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	1 496	1 571	1 373	1 358	5 798
Bénéfice (perte) avant élément extraordinaire	160	181	137	(38)	440
Résultat par action avant élément extraordinaire	0,62 $	0,71 $	0,53 $	(0,15) $	1,71 $
Bénéfice net (perte nette)	160	181	63	(38)	366
Résultat par action	0,62 $	0,71 $	0,25 $	(0,15) $	1,43 $

Bilan aux 31 décembre (en millions de dollars)	**2007**	2006	2005
Total de l'actif	**24 839**	22 750	21 623
Total du passif à long terme	**16 494**	15 408	13 640
Dividende en espèces déclaré par action (en dollars)	**–**	0,50 $	–
Actions ordinaires en circulation (en millions)	**256,3**	256,3	256,3

Les résultats trimestriels d'OPG sont surtout touchés par l'incidence des variations de la demande résultant des fluctuations saisonnières des conditions climatiques. Par le passé, les revenus d'OPG ont généralement augmenté au cours du premier trimestre et du troisième trimestre en raison des besoins de chauffage pour le premier trimestre et de climatisation pour le troisième trimestre.

Les éléments additionnels ayant eu une incidence sur le bénéfice net (la perte nette) de certains des trimestres présentés ci-dessus sont les suivants :

- Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration moins élevées en raison du report de coûts autres qu'en capital liés à la remise en service prévue de la totalité des unités de la centrale Pickering A à compter du 1er janvier 2005, comme l'exige un règlement en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario).
- Dépréciation de 202 millions de dollars de la centrale Lennox comptabilisée au premier trimestre de 2005, reflétant la valeur comptable de la centrale.

- Impôts sur les bénéfices moins élevés en raison de l'utilisation de la méthode des impôts exigibles pour les secteurs réglementés à compter du 1er avril 2005.
- Dépréciation de 63 millions de dollars liée aux unités 2 et 3 de la centrale nucléaire Pickering A, comptabilisée au deuxième trimestre de 2005.
- Perte extraordinaire non récurrente de 74 millions de dollars comptabilisée au deuxième trimestre de 2005, découlant de l'adoption de la comptabilisation fondée sur la réglementation des tarifs et de l'utilisation correspondante de la méthode des impôts exigibles.
- Radiation de 22 millions de dollars et de 35 millions de dollars de surstocks en raison de la non-remise en service des unités 2 et 3 de la centrale nucléaire Pickering A comptabilisée respectivement aux troisième et quatrième trimestres de 2005.
- Augmentation de la dotation aux amortissements liée à la remise en service de l'unité 1 de la centrale Pickering A au quatrième trimestre de 2005.
- Diminution de la dotation aux amortissements, principalement en raison de la prolongation de la durée de vie, aux fins comptables, de la centrale Nanticoke, de la centrale Pickering B et de l'unité 4 de la centrale Pickering A au premier trimestre de 2006.
- Charge au titre des régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite plus élevée au cours de 2006 et de 2007 par rapport à 2005, en raison surtout de modifications apportées aux hypothèses économiques utilisées pour évaluer les coûts.
- Radiation de 13 millions de dollars des coûts engagés relativement au projet de conversion de la centrale de Thunder Bay en raison d'une déclaration de l'actionnaire annulant effectivement le projet au cours du deuxième trimestre de 2006.
- Baisse de la dotation aux amortissements, principalement en raison de la prolongation de la durée de vie, aux fins comptables, de la totalité des centrales alimentées au charbon jusqu'au 31 décembre 2012 à compter du troisième trimestre de 2006.
- Dépréciation de 22 millions de dollars des centrales alimentées au charbon de Thunder Bay et d'Atikokan, reflétant la valeur comptable des centrales, au cours du quatrième trimestre de 2006.
- Augmentation des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration en 2007 attribuable surtout à une hausse des charges liées aux interruptions et des autres charges de maintenance des centrales nucléaires et à combustible fossile d'OPG, et aux charges liées au règlement de griefs historiques avec les Premières nations.
- Diminution de la marge brute des ventes d'électricité au cours du premier trimestre de 2007 attribuable surtout à une baisse de la production des centrales nucléaires d'OPG par suite d'une interruption non planifiée au premier trimestre de 2007 à la centrale Pickering B causée par la libération accidentelle de résine, par un tiers entrepreneur, de l'usine de traitement des eaux dans l'installation de déminéralisation d'eau, et les travaux de maintenance requis liés à la récupération de la résine. En outre, la production nucléaire a également subi l'incidence d'une prolongation, au premier trimestre de 2007, d'une interruption planifiée à la centrale Pickering A afin d'y effectuer d'importants travaux de réparation requis à la suite d'une défaillance de composantes durant l'inspection.
- Hausse du rendement des Fonds nucléaires au deuxième trimestre de 2007 attribuable principalement à la montée de l'IPC de l'Ontario au deuxième trimestre de 2007, qui a eu une incidence sur le rendement garanti sur le Fonds pour combustible irradié. De plus, la hausse du rendement reflète aussi un remboursement des Fonds nucléaires pour des dépenses liées au stockage sécuritaire des unités 2 et 3 de Pickering A.
- Baisse de la marge brute imputable surtout à un recul de la production nucléaire au cours du trimestre terminé le 30 septembre 2007, par suite de la fermeture des unités 1 et 4 de la centrale Pickering A en vue d'apporter des modifications au système électrique d'appoint.

Mesures supplémentaires du bénéfice

En plus de présenter le bénéfice net conformément aux PCGR du Canada, le rapport de gestion, les états financiers consolidés vérifiés aux 31 décembre 2007 et 2006 et pour les exercices terminés à ces dates et les notes y afférentes d'OPG présentent certaines mesures financières non conformes aux PCGR. Ces mesures financières n'ont pas de signification normalisée prescrite par les PCGR du Canada et ne sont donc probablement pas comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. OPG utilise ces mesures pour la prise de décisions d'exploitation et l'évaluation de son rendement. Les lecteurs du rapport de gestion, des états financiers consolidés et des notes y afférentes utilisent ces mesures pour évaluer le rendement financier des activités de la Société. Ces mesures financières non conformes aux PCGR n'ont pas été présentées à titre de substitut du bénéfice net calculé conformément aux PCGR du Canada comme indicateur du rendement d'exploitation. La définition des mesures financières non conformes aux PCGR se présente comme suit :

(1) La **marge brute** est définie comme les revenus moins le rabais associé à la limite de revenus et les charges liées au combustible.

(2) Le **bénéfice** désigne le bénéfice net.

Pour obtenir de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec :

Relations avec les investisseurs 416-592-6700
1-866-592-6700
investor.relations@opg.com

Relations avec les médias 416-592-4008
1-877-592-4008

www.opg.com

www.sedar.com

Énoncé de responsabilité de la direction à l'égard de la présentation de l'information financière

La responsabilité à l'égard de la présentation et de la préparation des états financiers consolidés annuels et du rapport de gestion incombe à la direction d'Ontario Power Generation Inc. (« OPG »).

Les états financiers consolidés ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada et aux exigences de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario (« CVMO »), selon le cas. Le rapport de gestion a été préparé conformément aux exigences des autorités en valeurs mobilières, y compris le Règlement 51-102 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et ses exigences publiées connexes.

Les états financiers consolidés et l'information figurant dans le rapport de gestion comprennent nécessairement des montants fondés sur un jugement éclairé et des estimations à l'égard des incidences attendues des événements et des opérations actuels compte tenu de leur importance. Un élément est jugé important s'il est prévu, de façon raisonnable, qu'il aura une incidence importante sur le bénéfice, les flux de trésorerie, la valeur d'un actif ou d'un passif ou la réputation de la société. En outre, dans le cadre de la préparation de l'information financière, nous devons interpréter les exigences décrites plus haut, établir la pertinence des renseignements qui seront inclus et faire des estimations et poser des hypothèses qui influent sur l'information présentée. Le rapport de gestion comprend également des informations à l'égard de l'incidence des opérations et des événements actuels, des sources de trésorerie et de financement, des tendances d'exploitation, des risques et des incertitudes. Les résultats réels qui seront atteints peuvent différer de manière importante de notre évaluation actuelle de cette information, puisque les événements et les circonstances futurs pourraient ne pas se produire tel qu'il a été prévu.

Pour assumer notre responsabilité à l'égard de la fiabilité de l'information financière, nous maintenons un système complet de contrôles internes et de vérification interne, y compris des contrôles organisationnels, des contrôles des procédures et des contrôles internes à l'égard de l'information financière, et nous nous fondons sur ce système. Notre système de contrôles internes comprend la communication écrite de nos politiques et de nos procédures qui régissent la conduite d'affaires et la gestion du risque, la planification d'ensemble de nos activités, la répartition efficace des tâches, la délégation des pouvoirs et la responsabilité personnelle, la sélection soigneuse et la formation du personnel, ainsi que des conventions comptables judicieuses et prudentes, que nous mettons à jour régulièrement. Cette structure donne l'assurance d'un contrôle interne approprié des opérations, des actifs et des registres comptables. Nous procédons également régulièrement à la vérification des contrôles internes. Ces contrôles et ces vérifications sont établis dans le but de nous fournir l'assurance raisonnable que les registres financiers sont fiables aux fins de la préparation des états financiers et des autres informations financières, que les actifs sont protégés contre une utilisation ou une cession non autorisée, que les passifs sont constatés et que nous nous conformons à toutes les exigences réglementaires.

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a évalué l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information d'OPG (comme ils sont décrits dans le Règlement 52-109 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières) au 31 décembre 2007. La direction a conclu qu'au 31 décembre 2007, les contrôles et procédures de communication de l'information d'OPG étaient efficaces pour fournir l'assurance raisonnable que les informations importantes liées à OPG et à ses filiales consolidées et participations dans des entités sous contrôle commun leur avaient été communiquées par d'autres au sein de ces entités, particulièrement au cours de la période pendant laquelle le présent rapport a été préparé.

La direction a conçu un contrôle interne à l'égard de l'information financière afin de fournir une assurance raisonnable à l'égard de la fiabilité de l'information financière et de la préparation d'états financiers à des fins externes selon les PCGR.

Par conséquent, le chef de la direction et le chef des finances d'OPG attesteront les documents d'information annuels d'OPG déposés auprès de la CVMO, attestation qui couvre la conception et l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information et la conception du contrôle interne à l'égard de l'information financière d'OPG.

Le conseil d'administration, se fondant sur les recommandations de son comité de vérification et de gestion des risques, procède à l'examen et à l'approbation des états financiers consolidés et du rapport de gestion, et supervise les responsabilités de la direction à l'égard de la présentation et de la préparation de l'information financière, du maintien de contrôles internes appropriés, de la gestion et du contrôle des principaux secteurs de risques et de l'évaluation des opérations importantes et des opérations entre parties liées.

Les états financiers consolidés ont été vérifiés par Ernst & Young s.r.l., vérificateurs externes nommés par le conseil d'administration. Le rapport des vérificateurs précise les responsabilités des vérificateurs et l'étendue de leur vérification et leur opinion sur les états financiers consolidés d'OPG. Les vérificateurs externes, comme il a été confirmé par le comité de vérification et de gestion des risques, ont eu un accès direct et sans restriction au comité de vérification et de gestion des risques, avec et sans la présence des membres de la direction, pour discuter de la vérification et de leurs constatations quant à l'intégrité de la présentation de l'information financière par OPG et à l'efficacité du système de contrôles internes.

Jim Hankinson
Président et chef de la direction

Donn W. J. Hanbidge
Chef des finances

Le 27 février 2008

Rapport des vérificateurs

À l'actionnaire d'Ontario Power Generation Inc.

Nous avons vérifié les bilans consolidés d'Ontario Power Generation Inc. aux 31 décembre 2007 et 2006, et les états consolidés des résultats, des variations des capitaux propres, du résultat étendu et des flux de trésorerie des exercices terminés à ces dates. La responsabilité de ces états financiers consolidés incombe à la direction d'Ontario Power Generation Inc. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers consolidés en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers consolidés. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière d'Ontario Power Generation Inc. aux 31 décembre 2007 et 2006, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour les exercices terminés à ces dates selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Ernst & Young s.r.l.

Ernst & Young s.r.l.

Comptables agréés, experts-comptables autorisés

Toronto, Canada
Le 27 février 2008

États des résultats consolidés

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2007	2006
Revenus (note 19)		
Revenus avant le rabais associé à la limite de revenus	**5 887**	5 725
Rabais associé à la limite de revenus (note 16)	**(227)**	(161)
	5 660	5 564
Combustible	**1 270**	1 098
Marge brute	**4 390**	4 466
Charges (note 19)		
Exploitation, maintenance et administration	**2 974**	2 752
Amortissement (note 5)	**695**	689
Augmentation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires (note 10)	**507**	499
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 10)	**(481)**	(371)
Impôt foncier et impôt sur le capital	**85**	106
	610	791
Bénéfice avant ce qui suit :		
Autres (gains) et pertes (note 17)	**(10)**	22
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**620**	769
Intérêts débiteurs, montant net	**143**	193
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	**477**	576
(Recouvrement) charge d'impôts (note 11)		
Exigibles	**1**	60
Futurs	**(52)**	26
	(51)	86
Bénéfice net	**528**	490
Résultat de base et dilué par action ordinaire (en dollars)	**2,06**	1,91
Actions ordinaires en circulation (en millions)	**256,3**	256,3

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

États des flux de trésorerie consolidés

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions de dollars)	**2007**	2006
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	**528**	490
Ajustements pour les éléments hors caisse :		
Amortissement (note 5)	**695**	689
Augmentation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires (note 10)	**507**	499
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 10)	**(481)**	(371)
Charge de retraite (note 12)	**243**	218
Avantages complémentaires de retraite et régimes de retraite complémentaires (note 12)	**244**	255
Impôts futurs (note 11)	**(52)**	26
Contrats d'options à taux intermédiaires	**–**	(12)
Évaluation à la valeur du marché des instruments dérivés	**1**	(29)
Provision pour combustible nucléaire irradié	**30**	33
Actifs et passifs réglementaires (note 7)	**(11)**	2
Autres (gains) et pertes (note 17)	**(10)**	22
Provision pour autres passifs	**54**	22
Divers	**25**	(11)
	1 773	1 833
Cotisations aux fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 10)	**(788)**	(454)
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires (note 10)	**(200)**	(164)
Remboursement des dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires (note 10)	**119**	19
Cotisations à la caisse de retraite (note 12)	**(268)**	(261)
Dépenses pour les avantages complémentaires de retraite et les régimes de retraite complémentaires (note 12)	**(73)**	(69)
Rabais associé à la limite de revenus (note 16)	**(167)**	(860)
Dépenses de restructuration	**(2)**	(8)
Variation nette des autres actifs et passifs à long terme	**(56)**	(116)
Variation des soldes du fonds de roulement hors caisse (note 23)	**69**	477
Flux de trésorerie d'exploitation	**407**	397
Activités d'investissement		
Augmentation des actifs réglementaires (note 7)	**(58)**	(13)
Dépenses en immobilisations (notes 5 et 18)	**(666)**	(637)
Trésorerie et équivalents de trésorerie transférés aux placements à long terme (note 6)	**(58)**	–
Flux de trésorerie d'investissement	**(782)**	(650)
Activités de financement		
Émission de titres d'emprunt à long terme (note 9)	**900**	270
Remboursement de la dette à long terme (note 9)	**(406)**	(806)
Dividendes versés	**–**	(128)
(Diminution) augmentation nette des effets à court terme (note 8)	**(15)**	15
Flux de trésorerie de financement	**479**	(649)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**104**	(902)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	**6**	908
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	**110**	6

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2007	2006
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**110**	6
Débiteurs (notes 4 et 19)	**315**	230
Stocks de combustible (note 18)	**604**	669
Charges payées d'avance	**35**	26
Impôts futurs (note 11)	**12**	–
Matières et fournitures (note 18)	**125**	112
	1 201	1 043
Immobilisations (notes 5 et 18)		
Immobilisations corporelles	**17 772**	17 136
Moins : amortissement cumulé	**4 995**	4 375
	12 777	12 761
Autres actifs à long terme		
Actifs des régimes de retraite reportés (note 12)	**731**	706
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 10)	**9 263**	7 594
Placements à long terme (notes 6 et 21)	**93**	32
Matières et fournitures à long terme (note 18)	**353**	326
Actifs réglementaires (note 7)	**356**	251
Débiteurs à long terme et autres actifs	**65**	37
	10 861	8 946
	24 839	22 750

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2007	2006
Passif		
Passif à court terme		
Créditeurs et charges à payer (notes 12 et 19)	**953**	989
Rabais associé à la limite de revenus, à payer (note 16)	**100**	40
Effets à court terme à payer (note 8)	**–**	15
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an (note 9)	**407**	406
Impôts futurs (note 11)	**–**	3
Tranche des revenus constatés d'avance échéant à moins d'un an	**12**	12
Impôts sur les bénéfices et impôt sur le capital à payer (note 11)	**66**	128
	1 538	1 593
Dette à long terme (note 9)	**3 446**	2 953
Autres passifs à long terme		
Enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires (note 10)	**10 957**	10 520
Avantages complémentaires de retraite et régimes de retraite complémentaires (note 12)	**1 556**	1 396
Créditeurs à long terme et charges à payer	**184**	150
Revenus constatés d'avance	**120**	132
Impôts futurs (note 11)	**217**	246
Passifs réglementaires (note 7)	**14**	11
	13 048	12 455
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 14)	**5 126**	5 126
Bénéfices non répartis	**1 664**	623
Cumul des autres éléments du résultat étendu	**17**	–
	6 807	5 749
	24 839	22 750

Engagements et éventualités (notes 2, 8, 9, 10, 11, 13, 15 et 18)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration,

L'honorable Jake Epp
Président

M. George Lewis
Administrateur

États des variations des capitaux propres consolidés

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions de dollars)

	2007	2006
Actions ordinaires (note 14)	**5 126**	5 126
Bénéfices non répartis		
Solde au début de l'exercice	**623**	261
Ajustements transitoires découlant de l'adoption de normes comptables relatives aux instruments financiers (note 3)	**513**	–
Bénéfice net	**528**	490
Dividendes	**–**	(128)
Solde à la fin de l'exercice	**1 664**	623
Cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices		
Solde au début de l'exercice	**–**	
Ajustements transitoires découlant de l'adoption de normes comptables relatives aux instruments financiers (note 3)	**21**	
Autres éléments du résultat étendu de l'exercice	**(4)**	
Solde à la fin de l'exercice	**17**	
Total des capitaux propres à la fin de l'exercice	**6 807**	

État du résultat étendu consolidé

Exercice terminé le 31 décembre 2007

(en millions de dollars)

Bénéfice net	**528**
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite de l'impôt sur les bénéfices	
Gain net sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie[1]	**11**
Reclassement dans le résultat net des gains sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie[2]	**(15)**
Autres éléments du résultat étendu de l'exercice	**(4)**
Résultat étendu	**524**

1 Déduction faite de l'impôt sur les bénéfices de 1 million de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007.

2 Déduction faite de l'économie d'impôts de 9 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007.

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés des exercices terminés les 31 décembre 2007 et 2006

1 Description de l'entreprise

Ontario Power Generation Inc. (« OPG » ou la « Société ») a été constituée le 1er décembre 1998 selon la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario). Dans le cadre de la restructuration d'Ontario Hydro, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité* et du secteur de l'électricité en Ontario, Ontario Power Generation Inc. et ses filiales (collectivement appelées « OPG » ou la « Société ») ont acquis et pris en charge certains actifs, passifs, employés, droits et obligations liés aux activités de production d'électricité d'Ontario Hydro le 1er avril 1999, date du début de l'exploitation. Ontario Hydro a continué d'exercer ses activités sous le nom de Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIÉO »), avec le mandat de gérer et de rembourser la dette impayée et les autres obligations d'Ontario Hydro.

2 Mode de présentation

Les présents états financiers consolidés ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada. La préparation d'états financiers selon les principes comptables généralement reconnus du Canada exige que la direction fasse des estimations et pose des hypothèses qui influent sur les montants présentés des actifs, des passifs, des revenus et des charges et sur la présentation d'actifs et de passifs éventuels. Les montants réels pourraient différer de ces estimations.

Les états financiers consolidés incluent les comptes d'OPG et de ses filiales. OPG comptabilise ses participations dans les coentreprises selon la méthode de la consolidation proportionnelle. Toutes les opérations intersociétés importantes ont été éliminées au moment de la consolidation.

Certains montants correspondants de 2006 ont été reclassés par rapport aux états financiers antérieurement présentés pour les rendre conformes à la présentation des états financiers de 2007.

3 Sommaire des principales conventions comptables

Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent l'argent en dépôt et les instruments du marché monétaire dont l'échéance est de moins de 90 jours à la date d'achat. Tous les autres instruments du marché monétaire dont l'échéance est de plus de 90 jours, mais de moins de un an à la date d'achat, sont constatés comme des placements à court terme. Ces instruments sont évalués au coût ou à la valeur marchande, selon le moins élevé des deux montants.

Les intérêts gagnés sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et les placements à court terme de 5 millions de dollars (21 millions de dollars en 2006) à un taux réel moyen de 4,4 % (4,0 % en 2006) sont présentés en diminution des intérêts débiteurs dans les états des résultats consolidés.

Cession de créances

La titrisation de créances représente la vente d'actifs, tels que des débiteurs, à des entités ou à des fiducies indépendantes, qui achètent des créances, puis émettent des droits dans celles-ci aux investisseurs. Ces opérations sont comptabilisées comme des ventes étant donné que le contrôle sur ces actifs a été cédé moyennant une contrepartie monétaire nette. Pour chaque cession, l'excédent de la valeur comptable des créances cédées sur la juste valeur estimative du produit reçu figure à titre de perte à la date de la cession dans les intérêts débiteurs, montant net. La valeur comptable des créances cédées est imputée aux créances vendues ou aux droits conservés selon leur juste valeur relative à la date de la cession.

La juste valeur est établie en fonction de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs. Les flux de trésorerie sont projetés à partir des meilleures estimations des principales hypothèses d'OPG, comme les taux d'actualisation, la durée de vie moyenne pondérée des créances et les ratios de créances irrécouvrables.

Quand des créances sont vendues, certains actifs financiers, qui consistent en des droits dans les créances cédées, sont conservés. Les droits conservés dans les créances sont comptabilisés au coût. Les créances cédées sont entièrement gérées et ne donnent lieu ni à un actif ni à un passif de gestion.

Stocks

Les stocks de combustible sont évalués au coût moyen pondéré.

Les matières et les fournitures sont évaluées au coût moyen ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé de ces deux montants. La valeur de réalisation nette des matières et des fournitures est établie en fonction de divers facteurs, dont la durée de vie utile résiduelle des installations dans lesquelles les matières et les fournitures seront vraisemblablement utilisées.

Immobilisations et amortissement

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût. Les frais d'intérêts engagés pendant la construction sont capitalisés dans le coût de l'immobilisation en fonction du taux d'intérêt sur la dette à long terme d'OPG. Les dépenses associées au remplacement des principales composantes sont capitalisées.

Les taux d'amortissement utilisés pour les différentes catégories d'immobilisations sont fondés sur leur durée de vie utile estimative. Les coûts d'enlèvement des immobilisations qui n'ont pas fait l'objet d'une provision au cours de la période considérée ou des périodes antérieures sont également imputés à la dotation aux amortissements. Les frais de réparation et de maintenance sont passés en charges au moment où ils sont engagés.

Les immobilisations sont amorties de manière linéaire, sauf les ordinateurs et l'équipement de transport et de travail, qui sont amortis selon la méthode de l'amortissement dégressif comme suit :

Centrales nucléaires et principales composantes	15 à 49 ans[1]
Centrales à combustible fossile et principales composantes	25 à 40 ans[2]
Centrales hydroélectriques et principales composantes	25 à 100 ans
Installations d'administration et de service	10 à 50 ans
Ordinateurs et équipement de transport et de travail – amortissement dégressif	9 % à 40 % par année
Principaux logiciels d'application	5 ans
Matériel de service	5 à 10 ans

1 Aux fins de l'amortissement, la fin de vie des centrales nucléaires Darlington, Pickering A, Pickering B et Bruce B s'échelonne de 2012 à 2021. Les principales composantes sont amorties sur la durée de vie de la centrale ou sur la durée de vie des composantes, selon la plus courte des durées. La centrale nucléaire Bruce A a été amortie en totalité en 2003. Bruce Power a décidé de remettre la centrale Bruce A en état, entraînant une augmentation de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations au 31 décembre 2006 et une hausse de la valeur comptable de la centrale Bruce A. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, l'amortissement de la centrale Bruce A a été calculé selon une fin de vie prévue en 2030.

2 À compter du 1er juillet 2006, aux fins de l'amortissement, la fin de vie des centrales alimentées au charbon a été repoussée à 2012, en raison de la fermeture prévue de ces centrales d'ici la fin de 2012.

3 Aux fins de l'amortissement, la fin de vie susmentionnée ne tient pas compte de l'incidence des prolongations de la durée de vie débutant le 1er janvier 2008, lesquelles sont décrites à la rubrique *Modifications de conventions et d'estimations comptables*.

Dépréciation des immobilisations

OPG évalue ses immobilisations corporelles chaque fois que les conditions indiquent que les flux de trésorerie nets futurs non actualisés estimatifs pourraient être inférieurs à la valeur comptable nette des actifs. Si les flux de trésorerie futurs non actualisés prévus sont inférieurs à la valeur comptable, une perte de valeur est constatée, correspondant à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur. La juste valeur est établie à partir des flux de trésorerie actualisés prévus si les cours du marché ne sont pas disponibles.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

En décembre 2004, la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario) a reçu la sanction royale. En vertu de cette loi, un règlement adopté en février 2005 par la province d'Ontario (la « Province ») stipule qu'OPG reçoit des tarifs réglementés depuis le 1er avril 2005 pour l'électricité produite par la plupart de ses installations hydroélectriques de puissance de base et la totalité de ses installations nucléaires. Cela comprend l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, les installations hydroélectriques R.H. Saunders, et les installations nucléaires Pickering A et B et Darlington. Le règlement a été modifié en février 2007. La modification a clarifié certains aspects du règlement et a prescrit à OPG d'établir un compte de report lié à certaines variations de son passif au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié et de son passif au titre des coûts de déclassement des centrales nucléaires et de gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité.

La modification de février 2007 exige que ces coûts soient dans les limites des budgets approuvés par le conseil d'administration d'OPG avant la première ordonnance de la CEO établissant les tarifs réglementés, ou que la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») soit convaincue que ces coûts ont été prudemment engagés.

En février 2008, une deuxième modification au règlement a été apportée par la Province. Cette modification a obligé OPG à établir un compte de report pour comptabiliser, jusqu'à la date d'entrée en vigueur de la première ordonnance de la CEO, les coûts engagés et les engagements financiers fermes pris à compter du 13 juin 2006, pendant la planification et la préparation en vue de l'aménagement des nouvelles installations nucléaires proposées. Cette modification oblige là encore OPG à établir un compte d'écart pour comptabiliser, jusqu'à la date d'entrée en vigueur de la première ordonnance de la CEO ou après, les écarts entre les coûts autres qu'en capital réels engagés et les engagements fermes pris, et les montants inclus dans le prix réglementé approuvé lié à la planification et à la préparation en vue de l'aménagement des nouvelles installations nucléaires proposées. De plus, la modification stipule que la CEO doit s'assurer qu'OPG recouvre ces coûts dans la mesure où la CEO est convaincue que les coûts ont été engagés ou les engagements pris prudemment.

Les tarifs réglementés d'OPG ont été établis par la Province en fonction d'une prévision des volumes de production et du total des charges d'exploitation, et d'un rendement de la base tarifaire, qui suppose un taux de rendement moyen de 5 % des capitaux propres. La base tarifaire est un concept réglementaire qui représente le niveau net moyen des investissements dans des immobilisations réglementées et une provision pour le fonds de roulement. Ces prix initiaux sont entrés en vigueur le 1er avril 2005 et devraient demeurer en vigueur au moins jusqu'au 31 mars 2008, après quoi la CEO sera responsable d'établir de nouveaux tarifs réglementés.

La CEO est une société d'État autofinancée. Son mandat et son autorité lui sont conférés par la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la *Loi de 1998 sur l'électricité*, et un bon nombre d'autres lois provinciales. La CEO est un tribunal indépendant quasi judiciaire qui rend des comptes à l'organe législatif de la Province par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie. Elle réglemente tous les intervenants du marché dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité de la Province et exerce ses fonctions de réglementation au moyen d'audiences publiques et d'autres instances moins officielles comme des consultations.

Les normes comptables reconnaissent que la réglementation des prix peut entraîner des avantages et des obligations économiques qui sont présentés dans les états financiers consolidés comme les actifs et les passifs réglementaires. Lorsque la réglementation fournit l'assurance que les charges engagées seront récupérées dans l'avenir, OPG peut reporter ces charges et les constater comme un actif réglementaire. Si une récupération pour l'exercice en cours est prévue pour des charges devant être engagées dans l'avenir, OPG constate un passif réglementaire. De plus, si la réglementation comprend des revenus plus élevés ou moins élevés que les revenus prévus à recevoir ou à rembourser par OPG par le truchement des tarifs réglementés futurs, OPG constate alors, respectivement, un actif ou un passif réglementaire. L'évaluation de ces actifs et passifs réglementaires est tributaire de certaines estimations et hypothèses, y compris les hypothèses posées relativement à l'interprétation du règlement. Se reporter aux notes 7 et 11 afférentes aux états financiers consolidés vérifiés pour les renseignements additionnels sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés.

Placements dans OPG Ventures

Conformément à la note d'orientation concernant la comptabilité 18, *Sociétés de placement* (« NOC-18 »), les placements détenus par la filiale en propriété exclusive de la Société, OPG Ventures Inc. (« OPGV »), sont comptabilisés à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur des placements sont incluses dans les revenus de la période pendant laquelle les variations se produisent. La juste valeur de ces placements est estimée d'après les renseignements sur le marché disponibles ou à l'aide de techniques d'estimation fondées sur le rendement historique.

Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires

OPG constate des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations relativement à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires, actualisées pour tenir compte de la valeur temporelle de l'argent. Elle a estimé le montant et le calendrier des décaissements futurs liés à ces activités en fonction des plans actuels d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires. Les passifs sont d'abord constatés à leur juste valeur estimative, fondée sur la valeur actualisée des coûts que l'on prévoit engager.

Le passif est augmenté régulièrement du montant de la valeur actualisée de la tranche variable des coûts relatifs aux déchets nucléaires produits chaque année, les montants correspondants étant imputés aux charges d'exploitation. Les charges relatives aux déchets de faible activité et de moyenne activité sont imputées à la dotation aux amortissements. Les charges relatives à l'évacuation ou au stockage du combustible nucléaire irradié sont imputées aux charges relatives au combustible. Le passif peut également être ajusté par suite de modifications des montants ou des échéanciers estimatifs des flux de trésorerie futurs sous-jacents. Au règlement du passif, un gain ou une perte serait constaté.

L'augmentation découle du fait que les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires sont présentés à leur valeur actualisée nette. La charge de désactualisation correspond à l'augmentation de la valeur comptable des passifs attribuable au passage du temps. La charge subséquente est incluse dans les charges d'exploitation.

Le coût de mise hors service d'immobilisations est capitalisé par augmentation de la valeur comptable des immobilisations connexes. Le coût capitalisé est amorti sur la durée de vie utile résiduelle des immobilisations connexes et inclus dans la dotation aux amortissements.

Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires

Conformément à l'accord en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement (« ONFA ») conclu entre OPG et la Province, OPG a établi un Fonds distinct pour combustible irradié (« Fonds pour combustible irradié ») et un Fonds distinct de déclassement (« Fonds de déclassement ») (collectivement, les « Fonds nucléaires »). Le Fonds pour combustible irradié vise à financer les dépenses liées à l'évacuation des grappes de combustible nucléaire irradié fortement radioactif, tandis que le Fonds de déclassement a été établi pour financer les dépenses liées à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à l'évacuation de déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité. OPG conserve les Fonds nucléaires dans des comptes de garde en mains tierces qui sont distincts du reste de ses actifs.

Les Fonds nucléaires sont investis dans des valeurs à revenu fixe et des titres de capitaux propres. Avant 2007, OPG comptabilisait les placements dans les Fonds nucléaires en tant que placements à long terme au coût après amortissement. Par conséquent, les gains et les pertes n'étaient constatés qu'au moment de la vente d'un titre sous-jacent. À ce titre, il peut y avoir eu des gains et des pertes latents liés aux placements dans les Fonds nucléaires qu'OPG n'avait pas constatés dans ses états financiers consolidés.

En date du 1er janvier 2007, OPG a adopté le chapitre 3855 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« ICCA »), « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation ». En raison de l'adoption de ce nouveau chapitre, les placements dans les Fonds nucléaires et les montants correspondants dus à la Province sont classés comme détenus à des fins de transaction. Ainsi, les Fonds nucléaires et les

montants correspondants dus à la Province sont évalués à leur juste valeur selon le cours acheteur des titres sous-jacents, et les gains et les pertes sont comptabilisés en résultat net. De plus amples renseignements sur l'incidence des nouvelles normes comptables sont présentés à la rubrique *Modifications comptables*.

Constatation des revenus

La production d'électricité d'OPG est entièrement vendue sur le marché au comptant en temps réel qui est administré par la Société indépendante d'exploitation du réseau de l'électricité (« SIERÉ »). Avant le 1er avril 2005, les revenus étaient enregistrés à mesure que l'électricité était produite et mesurés en fonction du prix de vente sur le marché au comptant, déduction faite du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché et des activités de couverture. À chaque date de bilan, OPG calculait le prix moyen de l'énergie sur le marché au comptant qui prévalait depuis le début de la période de règlement en cours et constatait un rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché si le prix moyen dépassait 3,8 ¢ le kilowattheure (« kWh »), d'après le montant de l'énergie assujetti au mécanisme de rabais.

À compter du 1er avril 2005, la production de la plupart des installations hydroélectriques de puissance de base d'OPG et de la totalité des installations nucléaires exploitées par OPG a été soumise à la réglementation des tarifs. En conséquence, les revenus tirés de l'électricité produite par les installations nucléaires sont constatés en fonction d'un tarif réglementé de 4,95 ¢/kWh. Le tarif réglementé perçu par OPG pour les 1 900 premiers mégawattheures (« MWh ») de production des installations hydroélectriques réglementées à toute heure est de 3,3 ¢/kWh. Toute la production de ces installations hydroélectriques réglementées excédant 1 900 MWh à toute heure est payée au tarif du marché au comptant de l'Ontario.

La production des autres centrales hydroélectriques, à combustible fossile et éoliennes d'OPG demeure non réglementée et continue d'être vendue au tarif du marché au comptant de l'électricité en Ontario. Toutefois, 85 % de la production de ces autres actifs de production, excluant la centrale Lennox, les centrales dont la production est assujettie à la Hydroelectric Energy Supply Agreement (« HESA ») avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO »), aux termes d'une directive ministérielle, et les ventes à terme au 1er janvier 2005, fait l'objet d'une limite de revenus. La production d'une unité ayant fait l'objet d'une conversion de combustible et la production supplémentaire d'une centrale ayant fait l'objet d'une remise en état ou d'un agrandissement sont aussi exclues de la production couverte par la limite de revenus. En outre, jusqu'à ce que les Transition – Generation Corporation Designated Rate Options (« TRO ») viennent à échéance le 30 avril 2006, les volumes vendus aux termes de ces options étaient aussi exclus du rabais associé à la limite de revenus. Cette limite de revenus, qui a initialement été établie pour une période de 13 mois se terminant le 30 avril 2006, a par la suite été prolongée pour trois années additionnelles. À compter du 1er mai 2006, la limite de revenus a été ramenée à 4,6 ¢/kWh par rapport à la limite précédente de 4,7 ¢/kWh. Le 1er mai 2007, la limite de revenus est revenue à 4,7 ¢/kWh et augmentera à 4,8 ¢/kWh à compter du 1er mai 2008. En outre, depuis le 1er avril 2006, les volumes vendus aux termes d'une vente aux enchères pilote gérée par l'OEO sont assujettis à une limite de revenus supérieure de 0,5 ¢/kWh à la limite de revenus applicable aux autres actifs de production d'OPG. Les revenus excédant ces deux limites de revenus sont remis à la SIERÉ au profit des consommateurs.

OPG vend et achète aussi de l'électricité sur les marchés interconnectés des provinces avoisinantes canadiennes et dans les régions du nord-est et du Midwest des États-Unis. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures figurent aux bilans consolidés à la valeur marchande, les gains et les pertes étant constatés dans les états des résultats consolidés. Les gains et les pertes sur contrats de négociation d'électricité (y compris ceux qui seront réglés physiquement) sont présentés au montant net dans les états des résultats consolidés. Ainsi, les achats d'électricité, de 120 millions de dollars en 2007 et de 163 millions de dollars en 2006, ont été déduits des revenus.

OPG tire ses revenus autres qu'énergétiques en vertu d'une entente de location conclue avec Bruce Power L.P. (« Bruce Power »), qui vise les centrales nucléaires de Bruce. Ils comprennent un revenu locatif et les revenus tirés de l'analyse et de la conception techniques et des services connexes et techniques. OPG tire également des revenus de sa participation dans la coentreprise de Brighton Beach Power Limited Partnership (« Brighton Beach ») relativement à une convention de conversion énergétique entre Brighton Beach et Coral Energy Canada Inc. (« Coral »). De plus, les revenus autres qu'énergétiques englobent les revenus tirés de la vente d'isotopes et les locations immobilières. Les revenus tirés de ces activités sont constatés lorsque les services sont rendus ou lorsque les produits sont livrés.

Dérivés

OPG est exposée aux fluctuations des prix de l'électricité associées à un marché au comptant de l'électricité de gros en Ontario. Elle gère ce risque au moyen de divers contrats sur l'énergie et contrats de ventes connexes. Ces contrats doivent servir de couverture contre le risque sur marchandises dans le portefeuille de production d'OPG. Les gains et les pertes sur les instruments de couverture sont comptabilisés dans les revenus non réglementés pendant la durée du contrat lorsque l'opération sous-jacente est effectuée. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont constatés comme des actifs ou des passifs, à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les autres revenus.

OPG conclut aussi des contrats de dérivés avec d'importantes institutions financières afin de gérer l'exposition de la Société à la fluctuation des devises. Les gains et les pertes de change sur ces contrats libellés en devises sont constatés en tant qu'ajustement du prix d'achat de la marchandise ou des biens reçus.

OPG est exposée aux variations des taux d'intérêt du marché sur la dette qui doit, selon les prévisions, être émise dans l'avenir. OPG utilise des dérivés sur taux d'intérêt pour couvrir cette exposition. Les gains et les pertes sur ces couvertures de taux d'intérêt sont inscrits en tant qu'ajustement des intérêts débiteurs se rapportant à la dette couverte. Les gains et les pertes qui ne répondent pas aux critères d'efficacité sont comptabilisés dans le résultat net de la période au cours de laquelle ils se produisent.

OPG se sert de crédits de réduction des émissions et de quotas pour gérer les émissions dans les limites réglementaires prescrites. Les crédits de réduction des émissions sont achetés auprès de partenaires commerciaux au Canada et aux États-Unis. Les quotas d'émissions sont obtenus de la Province et achetés auprès de partenaires commerciaux en Ontario. Le coût des crédits de réduction des émissions et les quotas sont comptabilisés dans les stocks et imputés aux résultats d'OPG, au coût moyen, dans les charges liées au combustible selon les besoins. Les options d'achat de crédits de réduction des émissions sont comptabilisées en tant que dérivés et inscrites à la valeur marchande estimative.

La comptabilité de couverture est appliquée lorsque l'instrument dérivé est désigné en tant que couverture et est censé être efficace tout au long de la durée de vie de l'élément couvert. La juste valeur de l'instrument dérivé est incluse dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans l'état du résultat étendu consolidé. Lorsqu'une relation de couverture prend fin, que la désignation d'une relation de couverture n'est plus en vigueur ou qu'une partie de l'instrument de couverture n'est plus efficace, tous les gains ou les pertes connexes comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont constatés dans l'état des résultats consolidé de la période considérée.

Conversion des devises

Les actifs et les passifs monétaires libellés en devises sont convertis en dollars canadiens au taux de change à la fin de l'exercice. Tout gain ou perte en résultant figure dans les revenus.

Recherche et développement

Les frais de recherche et de développement sont passés en charges dans l'exercice où ils sont engagés. Les frais de recherche et de développement engagés pour régler des obligations à long terme, comme les passifs liés à la gestion des déchets nucléaires, pour lesquels des provisions spécifiques existent déjà, sont imputés au passif correspondant.

Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite

Les avantages postérieurs à l'emploi offerts par OPG comprennent un régime de retraite agréé contributif à prestations déterminées, un régime de retraite complémentaire à prestations déterminées, une assurance-vie collective, une assurance de soins de santé et une assurance en cas d'invalidité prolongée. OPG constate ses obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite. Les obligations au titre des coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont établies selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services. L'obligation au titre des prestations d'invalidité prolongée est calculée au moyen de la méthode de répartition des prestations selon une capitalisation à l'échéance. Les obligations sont touchées par les niveaux de salaire, l'inflation et l'accroissement des coûts. Les coûts et les obligations liés aux régimes de retraite et aux autres avantages postérieurs à l'emploi sont déterminés chaque année par des actuaires indépendants, à partir des meilleures estimations de la direction. Les taux d'actualisation utilisés par OPG pour établir les obligations au titre des prestations projetées et les coûts pour les régimes d'avantages sociaux des employés de la Société sont fondés sur les rendements d'obligations de sociétés notées AA représentatives.

Les actifs de la caisse de retraite sont évalués à la valeur liée au marché afin de déterminer les gains ou les pertes actuariels et le rendement prévu des actifs des régimes. La valeur liée au marché prend en compte les gains et les pertes sur les actifs découlant des titres de capitaux propres à un taux de rendement réel présumé de 6 % sur une période de cinq ans.

Les coûts au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite comprennent les coûts des prestations au titre des services rendus au cours de l'exercice, les intérêts débiteurs sur les obligations, le rendement prévu des actifs des régimes de retraite, les ajustements liés aux modifications des régimes et les ajustements liés aux gains et aux pertes actuariels, qui découlent de changements d'hypothèses, et les gains et les pertes réels. Les coûts des prestations au titre des services passés résultant des modifications des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont amortis de manière linéaire sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés couverts par le régime, étant donné que les avantages économiques pour OPG seront réalisés sur cette période. En raison de la nature à long terme des passifs au titre des avantages complémentaires de retraite, l'excédent du gain net cumulatif non amorti (ou de la perte nette cumulative non amortie), sur 10 % de l'obligation au titre des prestations ou 10 % de la valeur liée au marché des actifs des régimes, selon le plus élevé des deux montants, est également amorti sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés.

Lorsque la constatation de la mutation d'employés et du transfert des avantages connexes se traduit par une compression et un règlement des obligations, la compression est comptabilisée avant le règlement. On désigne par compression la perte du droit par les employés de constituer des prestations futures dans le cadre du régime. On entend par règlement l'annulation d'une obligation dans le cadre du régime.

Impôts

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, OPG est tenue de verser des paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés et sur le capital à la SFIÉO. Ces paiements sont calculés conformément aux dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario), et sont modifiés conformément à la *Loi de 1998 sur l'électricité* et aux règlements connexes. OPG verse donc des impôts d'un montant semblable au montant qu'elle devrait verser en vertu des lois de l'impôt fédérales et provinciales.

OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices de ses activités non réglementées. Selon cette méthode, les actifs et les passifs d'impôts futurs sont établis selon les écarts entre les valeurs comptables et les valeurs fiscales des actifs et des passifs et sont évalués au moyen des taux d'imposition pratiquement en vigueur et des lois qui seront en vigueur au cours des

exercices où les écarts temporaires devraient se résorber ou se régler. L'incidence d'une modification du taux d'imposition sur les actifs et les passifs d'impôts futurs est portée aux résultats dans la période où la modification est pratiquement en vigueur. Les actifs d'impôts futurs sont évalués et, si leur réalisation n'est pas jugée plus probable qu'improbable, une provision pour moins-value est constituée.

Depuis le 1er avril 2005, avec la mise en application de la réglementation des tarifs, OPG comptabilise les impôts sur les bénéfices liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités selon la méthode des impôts exigibles. Selon cette méthode, OPG ne constate pas d'impôts futurs liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités dans la mesure où ces impôts futurs devraient être récupérés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs imposés à la clientèle.

OPG verse à la SFIÉO des paiements en remplacement des impôts fonciers sur ses actifs de production d'énergie nucléaire et d'origine fossile, et paie aussi des impôts fonciers aux municipalités.

OPG se voit imputer un montant sur les revenus bruts tirés de la production annuelle d'électricité découlant de ses actifs de production hydroélectrique. Ce montant comprend un pourcentage fixe appliqué à la production hydroélectrique annuelle dérivée des centrales situées sur des terres de la Couronne et un pourcentage progressif applicable à toutes les centrales hydroélectriques. Il est inclus dans les charges liées au combustible.

Modifications de conventions et d'estimations comptables

Dépréciation des actifs à long terme

Les estimations comptables liées à la dépréciation des actifs à long terme exigent beaucoup de discernement de la part de la direction pour évaluer les durées de vie utile appropriées des actifs à long terme d'OPG, y compris la prise en compte de divers facteurs technologiques et autres.

Avec prise d'effet le 1er janvier 2006, par suite de l'achèvement d'un examen des composantes abrégeant la durée de vie de la centrale nucléaire Pickering B, OPG a révisé et prolongé, aux fins du calcul de la dépréciation, la durée de service restante estimative de la centrale nucléaire Pickering B, en reportant l'échéance de 2009 à 2014. Cette prolongation a réduit la dotation aux amortissements de 36 millions de dollars en 2006 et en 2007.

La Province a tenu compte de l'avis de la SIERÉ énoncé dans son rapport de juin 2006 indiquant le besoin d'accroître la capacité de 2 500 MW à 3 000 MW afin de préserver la fiabilité du réseau. Par conséquent, de nouveaux retards sont à prévoir quant au plan de la Province de remplacer la production des centrales alimentées au charbon d'ici 2009. En raison de ces retards, OPG a prolongé la durée de vie de la totalité de ses centrales alimentées au charbon, avec prise d'effet le 1er juillet 2006, aux fins du calcul de l'amortissement, jusqu'au 31 décembre 2012. Cette prolongation a réduit la dotation aux amortissements de 64 millions de dollars en 2006, de 126 millions de dollars en 2007 et de 46 millions de dollars en 2008. De 2009 à 2012, la dotation aux amortissements sera augmentée de 59 millions de dollars chaque exercice. OPG réévaluera la durée de service des centrales alimentées au charbon par suite de la publication du plan pour le réseau d'électricité intégré soumis, et ultérieurement approuvé par la CEO. Toute modification à la durée de service estimative des centrales alimentées au charbon, aux fins du calcul de l'amortissement, pourrait avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'OPG.

Avec prise d'effet le 1er janvier 2008, la durée de service de la centrale nucléaire Darlington a été prolongée de deux ans, jusqu'en 2019, aux fins du calcul de l'amortissement, par suite d'une analyse technique des composantes abrégeant la durée de vie de la centrale. Cette prolongation permettra de réduire la dotation aux amortissements de 18 millions de dollars par année.

Avec prise d'effet le 1er janvier 2008, la Société a prolongé jusqu'en 2014 la durée de service de la centrale nucléaire Bruce B, aux fins de l'amortissement, par suite de l'examen des plans en matière de capacité de production selon le plan pour le réseau d'électricité intégré de l'OEO, qui a été déposé auprès de la CEO en août 2007, et compte tenu des données historiques sur la durée de service des principales composantes abrégeant la durée de vie de la centrale. En raison de cette prolongation, la dotation aux amortissements sera réduite de 7 millions de dollars par année. À compter du 1er janvier 2008, OPG a également prolongé la durée de service de la centrale nucléaire Bruce A jusqu'en 2035, aux fins de l'amortissement, par suite de l'examen des plans en matière de capacité de production déposés auprès de l'OEO et les autres informations disponibles. La prolongation de la durée de service de la centrale nucléaire Bruce A, aux fins de l'amortissement, réduira la dotation aux amortissements de 8 millions de dollars par année.

Instruments financiers

Le 1er janvier 2007, OPG a adopté trois nouvelles normes comptables publiées par l'ICCA : le chapitre 1530 du *Manuel*, « Résultat étendu », le chapitre 3855 du *Manuel*, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », et le chapitre 3865 du *Manuel*, « Couvertures ». Les chiffres correspondants des périodes précédentes n'ont pas été retraités.

Résultat étendu

En raison de l'adoption de ces normes, une nouvelle catégorie, Cumul des autres éléments du résultat étendu, a été ajoutée aux capitaux propres dans les bilans consolidés. Le résultat étendu se compose du bénéfice net et des autres éléments du résultat étendu. Cette catégorie inclut les variations de la juste valeur de la tranche efficace des instruments de couverture de flux de trésorerie. Les montants sont inscrits dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce que les critères de constatation dans les états des résultats consolidés soient respectés.

Instruments financiers – comptabilisation et évaluation

Selon la nouvelle norme aux fins comptables, les actifs financiers sont classés comme des placements détenus jusqu'à l'échéance, des prêts et créances, des actifs financiers détenus à des fins de transaction ou disponibles à la vente, et les passifs financiers sont classés comme détenus à des fins de transaction ou à des fins autres que de transaction. Les actifs et passifs financiers détenus à des fins de transaction sont évalués à la juste valeur, et les gains et les pertes sont comptabilisés en résultat net. Les actifs financiers détenus jusqu'à leur échéance, les prêts et créances ainsi que les passifs financiers détenus à des fins autres que de transaction sont évalués au coût après amortissement. Les actifs financiers disponibles à la vente sont évalués à la juste valeur, et les gains et pertes latents découlant des variations de la juste valeur sont constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. Lorsque le contrat exige que les actifs soient livrés dans un délai établi, les actifs financiers achetés et vendus sont constatés à la date de l'opération. Tous les dérivés, y compris les dérivés incorporés qui doivent être comptabilisés séparément, doivent habituellement être classés comme détenus à des fins de transaction et comptabilisés à la juste valeur dans les bilans consolidés. Les coûts de transaction des instruments financiers classés ou désignés comme détenus à des fins de transaction sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés.

La nouvelle norme permet aussi de désigner tout instrument financier comme détenu à des fins de transaction (l'option d'évaluation à la juste valeur) au moment de sa comptabilisation initiale. Cette désignation par OPG exige que les instruments financiers puissent être évalués de façon fiable, parce qu'une disparité de traitement en matière d'évaluation ou de comptabilisation résulterait autrement du fait que des actifs ou des passifs sont évalués sur des bases différentes.

Couvertures

La nouvelle norme précise les critères en vertu desquels la comptabilité de couverture peut être appliquée et comment la comptabilité de couverture doit être appliquée dans le cadre de chacune des stratégies de couverture permises : les couvertures de juste valeur, les couvertures de flux de trésorerie et les couvertures de l'exposition au risque de change d'un investissement net dans un établissement étranger autonome. Dans le cas d'une relation de couverture de flux de trésorerie, la partie efficace de la variation de la juste valeur du dérivé de couverture est constatée dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. La partie inefficace est comptabilisée en résultat net. Les montants constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés dans le résultat net des périodes au cours desquelles le résultat net subit l'incidence de la variabilité des flux de trésorerie de l'élément couvert.

Incidence de l'adoption

À l'adoption des normes de comptabilisation des instruments financiers, les actifs des Fonds nucléaires qui ont été comptabilisés à leur coût après amortissement jusqu'à la fin de 2006 sont classés comme actifs détenus à des fins de transaction et présentés à leur juste valeur. L'ajustement transitoire lié à la modification de la comptabilisation des Fonds nucléaires a été constaté dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis au 1er janvier 2007. L'ajustement transitoire lié aux dérivés incorporés dans des contrats à long terme a été aussi constaté dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis au 1er janvier 2007. OPG a choisi le 1er janvier 2004 comme date de transition pour les dérivés incorporés. Avant le 1er janvier 2007, OPG présentait la juste valeur des titres des Fonds nucléaires en fonction du cours de clôture des titres. Depuis le 1er janvier 2007, OPG applique la méthode du cours vendeur pour déterminer la juste valeur des titres.

La juste valeur des Fonds nucléaires établie selon le cours vendeur est inférieure à celle présentée à la période correspondante de 2006. La modification de méthode d'établissement des prix n'a eu aucune incidence sur le solde d'ensemble aux bilans consolidés, puisque la réduction de la juste valeur est contrebalancée par une variation correspondante du solde du montant dû à la Province.

La juste valeur des instruments de couverture désignés à titre de couvertures de flux de trésorerie a été constatée dans le solde d'ouverture du cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts. La juste valeur de ces couvertures est présentée à la note 13 afférente aux états financiers consolidés vérifiés.

Les montants transitoires qui ont été comptabilisés dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis ou du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1er janvier 2007 sont les suivants :

		Montants transitoires – 1er janvier 2007		
(en millions de dollars)	**Au coût 31 décembre 2006**	À la juste valeur 1er janvier 2007	Bénéfices non répartis – solde d'ouverture	Cumul des autres éléments du résultat étendu – solde d'ouverture
Solde des Fonds nucléaires	**7 694**	9 041	1 347	–
Montant dû à la Province	**(100)**	(928)	(828)	–
	7 594	8 113	519	–
Débiteurs et autres actifs	**325**	372	–	47
Créditeurs et charges à payer	**(989)**	(1 005)	(6)	(10)
Passif d'impôts futurs nets	**(249)**	(265)	–	(16)
Ajustements transitoires			513	21

Modifications futures de conventions comptables

Informations à fournir sur les instruments financiers et sur le capital

En décembre 2006, l'ICCA a publié trois nouvelles normes comptables : le chapitre 1535, « Informations à fournir concernant le capital », le chapitre 3862, « Instruments financiers – informations à fournir », et le chapitre 3863, « Instruments financiers – présentation », du *Manuel de l'ICCA*. Ces nouvelles normes sont en vigueur pour la Société à compter du 1er janvier 2008.

Le chapitre 1535 établit des normes pour la présentation de l'information sur i) les objectifs, les politiques et les procédures de gestion du capital de l'entité; ii) les données quantitatives sur les éléments considérés comme du capital par l'entité; iii) le fait que l'entité s'est conformée aux exigences en matière de capital; et iv) si l'entité ne s'est pas conformée aux exigences en question, les conséquences de cette inapplication.

Les chapitres 3862 et 3863 remplacent le chapitre 3861, « Instruments financiers – informations à fournir et présentation », du *Manuel de l'ICCA*. Ces chapitres modifient et accroissent les exigences en matière d'informations à fournir, et ne modifient pas les exigences en matière de présentation. Ces nouveaux chapitres mettent davantage l'accent sur l'information ayant trait à la nature et à l'ampleur des risques relatifs aux instruments financiers et sur la manière dont l'entité gère ces risques.

Stocks

En mars 2007, l'ICCA a publié une nouvelle norme comptable, soit le chapitre 3031, « Stocks », fondée sur la norme internationale d'information financière 2 (« IAS 2 »). Le nouveau chapitre remplace le chapitre 3030, « Stocks ». En vertu de ce nouveau chapitre, les stocks doivent être évalués au plus faible du coût et de la valeur nette de réalisation, ce qui diffère des dispositions actuelles de la méthode de la moindre valeur. Le nouveau chapitre permet également la reprise d'une réduction de valeur antérieurement constatée. En raison des modifications apportées au chapitre et des modifications corrélatives, certaines pièces de rechange importantes d'OPG inscrites en tant que matières et fournitures dans les bilans consolidés d'OPG seront comptabilisées à titre d'immobilisations corporelles. La nouvelle norme comptable et les modifications corrélatives sont entrées en vigueur pour OPG le 1er janvier 2008. OPG a reclassé des pièces de rechange importantes de 19 millions de dollars, déduction faite des amortissements cumulés, dans les immobilisations corporelles de l'exercice 2008.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

En décembre 2007, l'ICCA a révisé ses directives à l'égard de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés. La révision a entraîné des modifications aux chapitres 1100, « Principes comptables généralement reconnus », et 3465, « Impôts sur les bénéfices », ainsi qu'à la note d'orientation concernant la comptabilité 19, *Entités assujetties à la réglementation des tarifs – informations à fournir* (« NOC-19 »), à savoir :

- supprimer l'exemption temporaire se rapportant à l'application du chapitre 1100 aux activités à tarifs réglementés, y compris éliminer la possibilité d'utiliser les pratiques du secteur comme méthode acceptable de constatation et d'évaluation des actifs et des passifs découlant de la réglementation des tarifs;
- modifier le chapitre 3465 afin d'exiger la constatation des actifs et des passifs d'impôts futurs, de même qu'un actif ou un passif réglementaire distinct au titre du montant d'impôts futurs devant être inclus dans les tarifs futurs et recouvré auprès des clients futurs (ou payé à ceux-ci);
- modifier la NOC-19, au besoin, par suite des modifications apportées aux chapitres 1100 et 3465.

En raison des modifications apportées au chapitre 3465, OPG devra constater les impôts futurs associés à ses activités à tarifs réglementés de la même façon qu'elle comptabilise les impôts futurs de ses activités non réglementées. OPG appliquera les modifications de manière prospective dans ses états financiers consolidés intermédiaires et annuels des exercices ouverts à compter du 1er janvier 2009. OPG évalue présentement l'incidence de la mise en œuvre des modifications sur ses états financiers consolidés.

4 Cession de créances

En octobre 2003, la Société a signé un accord visant la cession d'un droit de copropriété indivis dans ses créances actuelles et futures (les « créances ») à une fiducie indépendante. La Société conserve également un droit de copropriété indivis dans les créances cédées à la fiducie. En vertu de l'accord, la Société continue de gérer les créances. Dans le cadre de la cession, la fiducie devient propriétaire d'une partie des paiements découlant des créances, calculée chaque mois. Le recours de la fiducie envers la Société se limite généralement au revenu tiré des créances. En décembre 2005, la Société a prolongé cet accord jusqu'en août 2009.

OPG a inscrit la cession initiale du droit de copropriété à la fiducie et les cessions subséquentes requises, étant donné l'option de rechargement de la titrisation, à titre de vente, conformément à la note d'orientation concernant la comptabilité 12 de l'ICCA, *Cession de créances* (« NOC-12 »). Selon cette note d'orientation, le produit de chaque cession à la fiducie correspond à la somme reçue de la fiducie, déduction faite du droit de copropriété indivis conservé par la Société. Pour 2007, OPG a constaté des charges avant impôts de 15 millions de dollars (13 millions de dollars en 2006) sur ces cessions à un coût moyen des fonds de 5,1 % (4,4 % en 2006). Au 31 décembre 2007, OPG avait cédé 300 millions de dollars de créances de son portefeuille total de 479 millions de dollars (392 millions de dollars en 2006).

Les créances présentées et titrisées par la Société sont comme suit :

	Capital des créances aux 31 décembre		Solde moyen des créances pour les exercices terminés les 31 décembre	
(en millions de dollars)	**2007**	2006	**2007**	2006
Total du portefeuille de créances[1]	**479**	392	**454**	445
Créances cédées	**300**	300	**300**	300
Créances conservées	**179**	92	**154**	145
Coût moyen des fonds			**5,1 %**	4,4 %

1 Le montant représente les créances en cours, y compris les créances titrisées, que la Société continue de gérer.

Une variation défavorable immédiate de 10 % à 20 % du taux d'actualisation n'aurait pas une incidence importante sur la juste valeur du droit conservé. Il n'y a pas eu de créances irrécouvrables pour les exercices terminés les 31 décembre 2007 et 2006.

Les flux de trésorerie liés aux titrisations pour les exercices terminés les 31 décembre 2007 et 2006 sont comme suit :

(en millions de dollars)	**2007**	2006
Sommes recouvrées et réinvesties dans les ventes à rechargement[1]	**3 600**	3 600
Flux de trésorerie liés aux droits conservés	**1 759**	2 020

1 Étant donné l'option à rechargement de la titrisation, les sommes recouvrées au titre des créances titrisées sont immédiatement réinvesties dans des créances additionnelles, ce qui signifie que le produit au comptant de la Société ne dépassera pas le montant initial de 300 millions de dollars. Les montants reflètent le total de 12 montants mensuels.

5 Amortissement et immobilisations

L'amortissement des immobilisations consiste en ce qui suit :

(en millions de dollars)	**2007**	2006
Amortissement	**587**	659
Amortissement des coûts reportés de remise en service de Pickering A (note 7)	**96**	25
Frais de gestion des déchets nucléaires	**12**	5
	695	689

Les immobilisations se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	**2007**	2006
Immobilisations corporelles		
Centrales nucléaires	**6 466**	6 275
Centrales hydroélectriques réglementées	**4 411**	4 384
Centrales hydroélectriques non réglementées	**3 525**	3 481
Centrales à combustible fossile	**1 553**	1 465
Autres immobilisations	**867**	854
Construction en cours	**950**	677
	17 772	17 136
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	**4 636**	4 066
Autres immobilisations	**359**	309
	4 995	4 375
	12 777	12 761

Les intérêts capitalisés dans la construction en cours à un taux de 6,0 % au cours des exercices terminés les 31 décembre 2007 et 2006 étaient respectivement de 42 millions de dollars et 21 millions de dollars.

Dépréciation des actifs à long terme

Les estimations comptables ayant trait à la dépréciation des actifs nécessitent beaucoup de jugement de la part de la direction afin de déterminer, entre autres, les prévisions à court et à long terme sur les prix futurs des ventes, l'offre d'électricité en Ontario, l'inflation, les prix du combustible et la durée de vie des centrales. Le montant des flux de trésorerie futurs qui seront ultimement réalisés par OPG relativement à ces actifs pourrait être très différent des valeurs comptables inscrites aux états financiers consolidés.

Centrales de Thunder Bay et d'Atikokan

En 2006, OPG a constaté une dépréciation des centrales alimentées au charbon de Thunder Bay et d'Atikokan de 22 millions de dollars, qui représente la valeur comptable ou la valeur comptable nette de ces centrales. OPG a testé la recouvrabilité de la valeur comptable des centrales alimentées au charbon en raison de changements de circonstances, qui comprenaient une diminution des tarifs du marché au comptant prévus en Ontario et la prolongation de la durée de vie des centrales alimentées au charbon. La juste valeur des centrales alimentées au charbon, qui a été établie selon une méthode fondée sur les flux de trésorerie actualisés, a été comparée à la valeur comptable des actifs de production afin d'établir la dépréciation. Il a été établi que les centrales alimentées au charbon de Thunder Bay et d'Atikokan n'auraient pas été en mesure de recouvrer leurs charges d'exploitation et leurs dépenses en immobilisations, ni leur valeur comptable, sur leur durée de service résiduelle.

6 Investissements dans du papier commercial adossé à des actifs

En août 2007, plusieurs fiducies canadiennes administrées par des tiers, à titre d'émetteurs de papier commercial adossé à des actifs (« PCAA »), ont eu de la difficulté à accéder aux liquidités requises pour rembourser le PCAA venant à échéance. L'exposition initiale d'OPG à du PCAA de tiers s'élevait à 103 millions de dollars. De ce montant, 45 millions de dollars étaient constitués de billets détenus auprès de Skeena Capital Trust (« Skeena »). En décembre 2007, OPG a reçu un paiement d'environ 44 millions de dollars à l'égard de ces billets et a constaté une dépréciation de 1 million de dollars. Le montant du règlement représentait 98,65 % de l'investissement initial, y compris l'intérêt jusqu'à la date d'échéance.

Suivant le règlement des placements dans Skeena, le PCAA de tiers d'OPG a été réduit à 58 millions de dollars. Le 23 décembre 2007, un plan de restructuration a été annoncé pour les fiducies de PCAA de tiers restantes. Des renseignements sur le plan de restructuration de ces fiducies sont attendus en mars 2008. Le plan de restructuration doit obtenir l'approbation des détenteurs d'au moins 66 ⅔ % de la valeur des titres des fiducies.

OPG a effectué une évaluation au 31 décembre 2007 afin d'estimer le montant de toute dépréciation, en tenant compte de l'information limitée disponible. Dans le cadre de l'évaluation, OPG a examiné la probabilité que la restructuration soit réalisée en se fondant sur la proposition actuelle annoncée le 23 décembre 2007. OPG a utilisé un modèle de flux de trésorerie s'appuyant sur des pondérations probabilistes pour déterminer la juste valeur de son PCAA de tiers. Étant donné que la majeure partie du PCAA restant d'OPG est constituée d'une combinaison d'actifs traditionnels et synthétiques tels que des titres adossés à des créances avec flux groupés, la recouvrabilité a été estimée à 85 %. Une quantité négligeable du PCAA de tiers restant d'OPG est constituée d'actifs non admissibles, c'est-à-dire dont les actifs sous-jacents ou les garanties fournies s'appuient sur des actifs à risque aux États-Unis. La recouvrabilité des actifs non admissibles a été estimée à 70 %. OPG a également examiné d'autres méthodes d'évaluation de la juste valeur des placements. Par suite de son analyse, OPG a constaté une dépréciation de 9 millions de dollars à l'égard du PCAA restant de 58 millions de dollars, sans compter la perte de 1 million de dollars liée aux investissements de Skeena. La dépréciation a été constatée dans les autres gains et pertes.

OPG a analysé le classement de son PCAA de tiers et a déterminé qu'un classement à long terme était approprié, compte tenu de l'information sur le plan de la restructuration disponible. OPG continuera de surveiller la situation relativement au PCAA et d'évaluer sa situation.

OPG dispose de facilités de crédit suffisantes pour satisfaire à ses obligations financières et respecter ses échéances et ne prévoit pas que la question actuelle relative au PCAA de tiers aura une incidence défavorable importante sur ses activités.

7 Actifs et passifs réglementaires et sommaire du traitement comptable des activités à tarifs réglementés

Aux 31 décembre 2007 et 2006, les actifs et les passifs réglementaires s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars)	2007	2006
Actifs réglementaires		
Coûts de remise en service de Pickering A	**183**	249
Compte de report des passifs nucléaires	**131**	–
Frais de mise en valeur des centrales nucléaires	**28**	–
Écart – production hydroélectrique	**7**	–
Écart – revenus tirés de services connexes	**5**	–
Écart – indisponibilités et restrictions liées au transport	**2**	2
Total des actifs réglementaires	**356**	251
Passifs réglementaires		
Écart – production hydroélectrique	**–**	4
Divers	**14**	7
Total des passifs réglementaires	**14**	11

La variation des actifs et des passifs réglementaires pour 2007 et 2006 est la suivante :

(en millions de dollars)	Coûts de remise en service de Pickering A	Compte de report des passifs nucléaires	Frais de mise en valeur des centrales nucléaires	Écart – indisponibilités et restrictions liées au transport	Écart – production hydro-électrique	Écart – revenus tirés de services connexes	Divers
Actifs (passifs) réglementaires au 1er janvier 2006	261	–	–	–	(4)	5	(8)
Variation de l'exercice	13	–	–	2	–	(5)	1
Amortissement de l'exercice	(25)	–	–	–	–	–	–
Actifs (passifs) réglementaires au 31 décembre 2006	249	–	–	2	(4)	–	(7)
Variation de la période	30	131	28	–	11	5	(7)
Amortissement de la période	96	–	–	–	–	–	–
Actifs (passifs) réglementaires au 31 décembre 2007	**183**	**131**	**28**	**2**	**7**	**5**	**(14)**

Coûts de remise en service de Pickering A

Avec prise d'effet le 1er janvier 2005, conformément à un règlement édicté en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario), OPG a été tenue d'établir un compte de report relativement aux coûts autres qu'en capital engagés à compter du 1er janvier 2005 liés à la remise en service prévue de la totalité des unités de la centrale nucléaire Pickering A. Le règlement, dans sa version modifiée de février 2007, prescrit également la comptabilisation des intérêts sur le solde du compte de report à un taux annuel de 6 %. Au 31 décembre 2007, le solde du compte de report s'établissait à 183 millions de dollars, somme composée de coûts autres qu'en capital de 232 millions de dollars relativement à l'unité 1, de 19 millions de dollars relativement aux unités 2 et 3, de coûts généraux autres qu'en capital pour la remise en service de 20 millions de dollars et d'intérêts de 37 millions de dollars, déduction faite de l'amortissement cumulé de 125 millions de dollars. Au 31 décembre 2006, le solde du compte de report s'établissait à 249 millions de dollars, somme composée de coûts autres qu'en capital de 232 millions de dollars relativement à l'unité 1, de 19 millions de dollars relativement aux unités 2 et 3, de coûts généraux autres qu'en capital de remise en service de 20 millions de dollars et d'intérêts de 7 millions de dollars, déduction faite de l'amortissement cumulé de 29 millions de dollars.

Au cours de l'exercice 2007, OPG n'a imputé aucune charge d'exploitation, de maintenance et d'administration au compte de report. En 2006, des charges de 13 millions de dollars ont été imputées au compte de report. Si OPG n'avait pas procédé à cette imputation, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration auraient grimpé de 13 millions de dollars en 2006.

Au cours de l'exercice 2007, OPG a reporté les intérêts de 30 millions de dollars imputés au compte de report de remise en service de la centrale Pickering A. Si OPG n'avait pas imputé d'intérêts à ce compte, les intérêts débiteurs nets auraient augmenté de 30 millions de dollars en 2007 (néant en 2006).

Les montants accumulés dans le compte de report sont passés en charges aux termes du règlement. En vertu du règlement, la CEO doit s'assurer qu'OPG récupère tout solde du compte de report de manière linéaire sur une période d'au plus 15 ans. Si OPG n'avait pas amorti les montants inscrits dans le compte de report, la dotation aux amortissements aurait diminué de 96 millions de dollars en 2007 (25 millions de dollars en 2006).

Compte de report des passifs nucléaires

En février 2007, la Province a modifié le règlement en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario) afin d'exiger d'OPG qu'elle établisse un compte de report relativement à certaines variations de son passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié et au déclassement nucléaire et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité. Le compte de report représente l'incidence sur les besoins de revenus des variations des passifs nucléaires découlant d'un plan de référence approuvé après le 1er avril 2005, comme il est reflété dans les états financiers consolidés vérifiés d'OPG. Les besoins de revenus sont un concept réglementaire qui représente la totalité des coûts autorisés et un rendement de la base tarifaire selon un taux de rendement que l'organisme de réglementation juge approprié. Le règlement prescrit également la comptabilisation des intérêts liés au solde du compte de report à un taux annuel de 6 %.

Le 31 décembre 2006, OPG a constaté une hausse de ses passifs nucléaires de 1 386 millions de dollars par suite d'une mise à jour du plan de référence approuvé, conformément aux termes de l'Ontario Nuclear Funds Agreement (« plan de référence approuvé de 2006 »). À compter du 1er janvier 2007 et jusqu'à l'entrée en vigueur de la première ordonnance de la CEO établissant les tarifs réglementés, attendue après le 31 mars 2008, OPG comptabilisera un actif réglementaire lié à l'augmentation des passifs nucléaires découlant du plan de référence approuvé de 2006.

La CEO est tenue, en vertu du règlement, de s'assurer qu'OPG récupère le solde comptabilisé dans le compte de report de manière linéaire sur une période d'au plus trois ans, dans la mesure où la CEO est convaincue que l'incidence sur les besoins de revenus est comptabilisée de manière appropriée.

Au 31 décembre 2007, les éléments suivants ont été comptabilisés au titre de l'actif réglementaire lié à l'augmentation des passifs nucléaires découlant du plan de référence approuvé de 2006.

(en millions de dollars)	2007
Rendement de la base tarifaire	**75**
Dotation aux amortissements	**54**
Combustible	**(5)**
Impôts sur le capital	**3**
Intérêts débiteurs	**4**
	131

Le rendement de la base tarifaire de 75 millions de dollars a été constaté en tant que réduction de la charge de désactualisation liée à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, si OPG n'avait pas établi un compte de report tel qu'il est prescrit par le règlement, la charge de désactualisation aurait augmenté de 75 millions de dollars, la dotation aux amortissements, de 54 millions de dollars, l'impôt foncier et l'impôt sur le capital, de 3 millions de dollars et les intérêts débiteurs, montant net, de 4 millions de dollars, et les charges relatives au combustible auraient diminué de 5 millions de dollars.

Le règlement préconise également le recouvrement d'un montant au titre des impôts additionnels auxquels OPG sera assujettie en conséquence du recouvrement de l'actif réglementaire dans les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Étant donné qu'OPG n'a pas encore engagé la charge d'impôts connexe, aucun montant lié aux impôts sur les bénéfices n'a été comptabilisé au titre de l'actif réglementaire.

Frais de mise en valeur des centrales nucléaires

Dans sa version modifiée de février 2007, le règlement en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario) précise que la CEO doit s'assurer qu'OPG recouvre, dans les tarifs réglementés futurs, tous les coûts en capital et autres qu'en capital engagés pour accroître la production d'une installation réglementée, la remettre à neuf ou augmenter sa capacité de production, à la condition que ces coûts soient dans les limites des budgets approuvés par le conseil d'administration d'OPG avant la première ordonnance de la CEO établissant les tarifs réglementés, ou que la CEO soit convaincue que ces coûts ont été prudemment engagés. Une autre modification apportée au règlement en février 2008 stipule que la CEO doit s'assurer qu'OPG recouvre les coûts engagés et les engagements financiers fermes pris pendant la planification et la préparation en vue de l'aménagement des nouvelles installations nucléaires proposées. Par suite de ces modifications, OPG a constaté un actif réglementaire de 28 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, ce qui correspond aux coûts autres qu'en capital contractés dans le cadre de ses initiatives de mise en valeur des centrales nucléaires. Les coûts autres qu'en capital engagés à compter du 1er avril 2005 sont constatés à titre d'actif réglementaire et ne sont pas inclus dans les prévisions fournies à la Province aux fins d'établissement des tarifs réglementés.

Si OPG n'avait pas constaté ces coûts au titre de l'actif réglementaire, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration auraient augmenté de 27 millions de dollars et les intérêts débiteurs, montant net, de 1 million de dollars, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007.

Comptes d'écart et autres soldes réglementaires

Avec prise d'effet le 1er avril 2005, conformément à un règlement édicté en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration de l'électricité* (Ontario), OPG a été tenue d'établir des comptes d'écart pour les coûts en capital et autres qu'en capital et les revenus gagnés ou les manques à gagner à compter du 1er avril 2005 attribuables aux écarts avec les prévisions fournies à la Province aux fins d'établissement des tarifs réglementés. Les comptes d'écart ont été établis aux fins des différences dans la production d'hydroélectricité créées par des écarts entre l'hydraulicité prévue et réelle, des modifications imprévues aux exigences réglementaires en matière de production nucléaire ou des modifications technologiques imprévues qui touchent directement les installations nucléaires, des variations des revenus tirés de services connexes des installations réglementées, des sinistres naturels (y compris des conditions météorologiques rigoureuses), ainsi que des indisponibilités et restrictions liées au transport.

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2007, OPG a comptabilisé une hausse des revenus de 5 millions de dollars, reflétant des revenus tirés des services connexes défavorables comparativement à la prévision fournie à la Province aux fins d'établissement des tarifs réglementés. OPG a également inscrit une augmentation des revenus de 11 millions de dollars en 2007 en raison d'une hydraulicité réelle défavorable par rapport aux prévisions.

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2006, OPG a comptabilisé une réduction des revenus de 5 millions de dollars, reflétant des revenus tirés des services connexes favorables comparativement à la prévision fournie à la Province aux fins d'établissement des tarifs réglementés.

En vertu du règlement, la CEO est tenue de s'assurer de la récupération de montants comptabilisés dans les comptes d'écart dans la mesure où la CEO est convaincue que les revenus comptabilisés dans les comptes ont été gagnés ou constituent un manque à gagner, que les charges comptabilisées dans les comptes ont été prudemment engagées, et que les revenus et les charges sont comptabilisés de manière appropriée. Tout solde approuvé par la CEO sera amorti sur une période n'excédant pas trois ans. L'amortissement débutera lorsqu'OPG commencera à récupérer ou à rembourser les soldes à même les nouveaux prix qui seront établis par la CEO. Tout solde de ces comptes rejeté par la CEO sera reflété dans les résultats d'exploitation de la période pendant laquelle la CEO rendra sa décision.

L'autre passif réglementaire comprend une tranche de revenus non réglementés gagnés par les actifs réglementés d'OPG et les intérêts réalisés sur le solde du compte, ce qui pourrait entraîner une réduction des tarifs réglementés futurs établis par la CEO. En 2007, OPG a constaté un passif réglementaire additionnel de 7 millions de dollars (actif de 1 million de dollars en 2006), incluant des intérêts débiteurs de 1 million de dollars (néant en 2006).

Si OPG n'avait pas comptabilisé les comptes d'écart et d'autres soldes réglementaires à titre d'actifs et de passifs réglementaires, les revenus de 2007 auraient été moins élevés de 12 millions de dollars (plus élevés de 2 millions de dollars en 2006). Si OPG n'avait pas comptabilisé les comptes d'écart et d'autres soldes réglementaires à titre d'actifs et de passifs réglementaires, les intérêts débiteurs, montant net, de 2007 auraient diminué de 1 million de dollars (néant en 2006).

Sommaire du traitement comptable des activités à tarifs réglementés

Le tableau qui suit montre l'incidence de l'application du traitement comptable des activités à tarifs réglementés sur certaines données de l'état des résultats :

Exercices terminés les 31 décembre

	2007			2006		
(en millions de dollars)	**Montants présentés**	**Incidence du traitement comptable propre aux activités à tarifs réglementés**	**États financiers sans traitement comptable propre aux activités à tarifs réglementés**	Montants présentés	Incidence du traitement comptable propre aux activités à tarifs réglementés	États financiers sans traitement comptable propre aux activités à tarifs réglementés
Revenus	**5 660**	**9**	**5 669**	5 564	30	5 594
Combustible	**1 270**	**(5)**	**1 265**	1 098	–	1 098
Exploitation, maintenance et administration	**2 974**	**27**	**3 001**	2 752	13	2 765
Amortissement	**695**	**(42)**	**653**	689	(25)	664
Augmentation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**507**	**75**	**582**	499	–	499
Impôt foncier et impôt sur le capital	**85**	**3**	**88**	106	–	106
Intérêts débiteurs, montant net	**143**	**33**	**176**	193	–	193

Comptabilisation de certaines ententes de location

OPG comptabilise les revenus tirés de certaines ententes de location liées aux activités réglementées selon la comptabilité de caisse. Selon cette méthode, OPG constate les revenus de location comme le prescrit l'entente de location dans la mesure où les paiements de location devraient être inclus dans les tarifs réglementés futurs imposés à la clientèle. Si OPG n'avait pas comptabilisé ses ententes de location selon la comptabilité de caisse, les revenus auraient augmenté de 21 millions de dollars (21 millions de dollars en 2006). Au 31 décembre 2007, si OPG avait comptabilisé ses ententes de location liées aux activités réglementées de manière linéaire, elle aurait inscrit une créance reportée au titre des ententes de location de 57 millions de dollars (36 millions de dollars en 2006).

8 Facilités de crédit à court terme

La facilité de crédit bancaire consentie renouvelable de 1 milliard de dollars d'OPG est divisée en deux tranches : une tranche de 500 millions de dollars de 364 jours venant à échéance le 21 mai 2008 et une tranche de 500 millions de dollars de cinq ans venant à échéance le 22 mai 2012. La tranche à long terme a été prorogée de trois à cinq ans au moment du renouvellement de la facilité de crédit bancaire en mai 2007. Le total de la facilité de crédit continuera d'être principalement affecté au soutien des billets émis dans le cadre du programme de papier commercial d'OPG. Au 31 décembre 2007, il n'y avait pas de papier commercial en cours (15 millions de dollars en 2006). OPG n'avait aucun autre emprunt en cours en vertu de sa facilité de crédit bancaire au 31 décembre 2007.

OPG a également des facilités de découvert non confirmées à court terme de 25 millions de dollars (26 millions de dollars en 2006) ainsi que des facilités de crédit non confirmées à court terme de 238 millions de dollars (240 millions de dollars en 2006) qui soutiennent l'émission de lettres de crédit. OPG utilise des lettres de crédit aux fins du soutien des régimes de retraite complémentaires et à d'autres fins. Au 31 décembre 2007, il y avait un total de 205 millions de dollars (185 millions de dollars en 2006) de lettres de crédit émises, qui comprenaient 175 millions de dollars liés aux régimes de retraite complémentaires (159 millions de dollars en 2006) et 16 millions de dollars (16 millions de dollars en 2006) liés à la construction du Portlands Energy Centre.

9 Dette à long terme

La dette à long terme est composée de ce qui suit :

(en millions de dollars)	**2007**	2006
Effets à payer à la SFIÉO	**3 665**	3 165
Part de la dette de la société en commandite sans recours	**188**	194
	3 853	3 359
Moins : tranche échéant à moins d'un an		
Effets à payer à la SFIÉO	**400**	400
Part de la dette de la société en commandite	**7**	6
	407	406
Dette à long terme	**3 446**	2 953

Les créances de premier rang confèrent à leurs porteurs le droit de recevoir le paiement complet des montants qui leur sont dus, avant les porteurs des créances subordonnées. La SFIÉO détient actuellement l'ensemble des créances de premier rang et des créances subordonnées impayées d'OPG.

Les dates d'échéance au 31 décembre 2007 des effets à payer à la SFIÉO sont comme suit :

(en millions de dollars)		Encours du capital		
Année d'échéance	Taux d'intérêt (%)	Effets de premier rang	Effets subordonnés	Total
2008	5,90 %	400	–	400
2009	6,01 %	350	–	350
2010	6,00 %	595	375	970
2011	6,65 %	–	375	375
2012	5,72 %	400	–	400
2016	4,91 %	270	–	270
2017	5,35 %	900	–	900
		2 915	750	3 665

En septembre 2005, OPG a conclu une entente avec la SFIÉO visant à obtenir un financement par emprunt pour le projet de tunnel de Niagara. Le financement, dont le montant peut atteindre 1 milliard de dollars au cours de la durée du projet, prendra la forme d'effets de dix ans, qui seront émis trimestriellement afin d'acquitter les obligations relatives au projet. Les intérêts seront fixés, pour chaque effet émis, au moment de l'avance à un taux égal au taux en vigueur pour les obligations de référence de dix ans du gouvernement du Canada, majoré d'un différentiel de taux établi par la SFIÉO, fondé sur un échantillon de taux du marché. Au 31 décembre 2007, OPG a émis 240 millions de dollars aux termes de cette facilité, y compris un nouvel emprunt de 80 millions de dollars consenti en 2007. En janvier 2008, un nouvel emprunt de 40 millions de dollars a été émis en vertu de la facilité.

En décembre 2006, OPG a conclu une entente avec la SFIÉO pour le financement de la dette des projets de la centrale hydroélectrique du Lac Seul et du Portlands Energy Centre. Un montant pouvant atteindre 50 millions de dollars sera disponible pour le projet du Lac Seul et un montant pouvant atteindre 400 millions de dollars sera disponible pour le projet du Portlands Energy Centre en vertu de chacune des facilités de crédit. Les facilités de crédit seront prélevées selon les besoins pour financer les projets respectifs au cours de la période de construction. Le financement prendra la forme d'effets de dix ans dont les intérêts seront fixés pour chaque effet émis au moment de l'avance à un taux égal au taux en vigueur pour les obligations de référence de dix ans du gouvernement du Canada, majoré d'un différentiel de taux établi par la SFIÉO, fondé sur un échantillon de taux du marché. Au 31 décembre 2007, OPG a émis 20 millions de dollars aux termes de la facilité de crédit du projet du Lac Seul et 210 millions de dollars aux termes de la facilité de crédit du Portlands Energy Centre, y compris un nouvel emprunt de 120 millions de dollars consenti en 2007 en vertu de la facilité de crédit du projet du Portlands Energy Centre. En janvier 2008, un nouvel emprunt de 35 millions de dollars a été émis aux termes de la facilité du Portlands Energy Centre.

En 2007, OPG a conclu une entente avec la SFIÉO afin d'obtenir une facilité aux fins générales de l'entreprise de 500 millions de dollars sur laquelle elle peut prélever des montants pendant la période allant du 1er juin 2007 au 31 mars 2008, ainsi qu'une convention de crédit de 950 millions de dollars pour refinancer les effets de premier rang venant à échéance au cours de la période du 22 septembre 2007 au 22 septembre 2009. En 2007, OPG a prélevé 500 millions de dollars sur la facilité aux fins générales de l'entreprise et a refinancé des effets de premier rang de 200 millions de dollars au moyen de la facilité de crédit de 950 millions de dollars. Ces emprunts viennent à échéance en 2017.

La dette de la société en commandite sans recours est garantie uniquement par une charge de premier rang sur les actifs de l'une des sociétés en commandite en coentreprise, la cession des comptes bancaires de la coentreprise et la cession des ententes relatives aux projets de la coentreprise. Au 31 décembre 2007, la quote-part d'OPG du total de l'actif s'élevait à 284 millions de dollars. Les remboursements de capital minimaux de la dette de la société en commandite sans recours pour les cinq prochaines années varient entre 7 millions de dollars et 9 millions de dollars par année. La quote-part d'OPG de la dette de la société en commandite sans recours comprend un effet à payer de 131 millions de dollars à un taux d'intérêt de 6,9 % et à un taux d'intérêt réel de 7,0 %. L'effet à payer est remboursable en versements trimestriels du 31 mars 2006 au 31 mars 2024. Le montant restant de la dette de la société en commandite sans recours comporte divers taux variables. Les taux d'intérêt de la dette à taux variable sont fixés selon les taux d'intérêt de référence, dont le taux des acceptations bancaires et le taux interbancaire offert à Londres, plus une marge. La coentreprise a conclu des dérivés de couverture à des fins de gestion du risque de taux d'intérêt en fixant le taux d'intérêt. Ces opérations de couverture sont décrites à la note 13 afférente aux états financiers consolidés vérifiés.

Les intérêts payés en 2007 se sont établis à 224 millions de dollars (247 millions de dollars en 2006), dont une tranche de 203 millions de dollars a trait aux intérêts payés sur la dette à long terme (230 millions de dollars en 2006).

10 Enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires fondés sur la valeur actualisée sont composés de ce qui suit :

(en millions de dollars)	2007	2006
Passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié	**5 938**	5 669
Passif lié au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité	**4 843**	4 659
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires	**176**	192
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**10 957**	10 520

Les variations des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires pour les exercices terminés les 31 décembre 2007 et 2006 sont les suivantes :

(en millions de dollars)	2007	2006
Passifs au début de l'exercice	**10 520**	8 759
Augmentation des passifs en raison de la charge de désactualisation	**582**	499
Augmentation des passifs en raison des charges variables liées à la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets nucléaires	**76**	38
Passifs réglés par les dépenses de gestion des déchets	**(200)**	(164)
(Augmentation) diminution du passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires	**(21)**	2
Augmentation du passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié et du passif lié au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité pour refléter la modification des estimations de coûts	**–**	1 386
Passifs à la fin de l'exercice	**10 957**	10 520

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires se composent des coûts prévus à engager jusqu'à la date de fin des activités et de fermeture des centrales nucléaires et à combustible fossile et par la suite. Des coûts seront engagés pour le déclassement, la démolition et l'évacuation des installations et du matériel, la décontamination et la remise en état des sites et la gestion courante et à long terme du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité. Le démantèlement d'une centrale nucléaire consiste à mettre la centrale en état d'arrêt sécuritaire pendant une période de fermeture nominale de 30 ans avant son démantèlement.

Les coûts suivants sont constatés à titre de passif :

- la valeur actualisée des coûts de déclassement des installations nucléaires et à combustible fossile à la fin de leur durée de vie utile;
- la valeur actualisée de la partie coût fixe de tout programme de gestion des déchets nucléaires requis, d'après le volume total des déchets attendus sur la durée de vie estimative des centrales;
- la valeur actualisée de la partie coût variable de tout programme de gestion des déchets nucléaires, compte tenu des volumes de déchets réels, engagé à ce jour.

L'établissement du montant à comptabiliser pour les coûts pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires exige la formulation d'hypothèses importantes, car ces programmes s'échelonnent sur un bon nombre d'années. OPG a mis à jour, au 31 décembre 2006, les estimations relatives aux passifs liés à la gestion du combustible nucléaire irradié et du passif lié au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité. Le plan de référence mis à jour qui en a résulté (plan de référence approuvé de 2006) a été approuvé par la Province conformément aux termes de l'ONFA. La hausse des coûts estimatifs reflétée dans le plan de référence approuvé de 2006 découlait principalement de l'augmentation des quantités de combustible irradié et de déchets en raison de la prolongation de la durée de vie des centrales, des expériences récentes en matière de déclassement de réacteurs et des changements dans les indices économiques. La hausse est en partie absorbée par l'incidence de la prolongation de la durée de vie de certaines centrales, notamment la centrale nucléaire Bruce A et les unités 1 et 4 de la centrale nucléaire Pickering, ce qui a entraîné une prolongation des périodes de déclassement et une réduction de la valeur actualisée des coûts de déclassement.

En conséquence de l'approbation du plan de référence approuvé de 2006, OPG constatera des charges additionnelles, y compris une charge de désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires et une dépréciation de la valeur comptable des immobilisations connexes. L'incidence de ces charges additionnelles sera atténuée par la constatation d'un actif réglementaire

qui sera récupéré à même les prix futurs facturés à la clientèle, comme le prescrit le règlement modifié en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario). Ce sujet est abordé à la note 7 afférente aux états financiers consolidés.

Aux fins du calcul des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires d'OPG, les fermetures de centrales nucléaires et à combustible fossile sont prévues pour les 5 à 29 prochaines années. La durée de vie est susceptible d'être modifiée selon les décisions prises à l'égard d'une prolongation. Le plan de référence approuvé de 2006 comprend les flux de trésorerie estimatifs liés au déclassement des centrales nucléaires pour une période d'environ 40 ans après la fermeture de la centrale et jusqu'en 2065 pour ce qui est du stockage du combustible irradié dans un dépôt de déchets à long terme, suivi d'une surveillance pendant une période prolongée. Le montant non actualisé des flux de trésorerie estimatifs futurs associés aux passifs atteint environ 24 milliards de dollars (en dollars du 31 décembre 2007). Le taux d'actualisation utilisé pour calculer la valeur actualisée des passifs était de 5,75 % pour les passifs établis avant le 31 décembre 2006. La hausse des coûts estimatifs reflétée dans le plan de référence approuvé de 2006 et les hausses subséquentes de la valeur des flux de trésorerie estimatifs non actualisés au titre du passif d'OPG lié à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement des centrales ont été actualisées au taux de 4,6 %. Les taux d'augmentation des coûts variaient de 1,8 % à 3,6 %. Aux termes de l'entente de location conclue avec Bruce Power, OPG continue d'être responsable des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires relativement aux centrales nucléaires Bruce.

Les hypothèses importantes sur plusieurs facteurs techniques et opérationnels utilisés pour le calcul des charges à payer font l'objet d'examens périodiques. Toute modification de ces hypothèses, ainsi que des hypothèses sur le calendrier des programmes, les indicateurs financiers ou les technologies utilisées, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur des charges à payer. Compte tenu de la durée de ces programmes et de l'évolution rapide de la technologie utilisée dans la gestion des déchets nucléaires, il existe beaucoup d'incertitude quant à l'exactitude de la mesure des coûts de ces programmes, qui peuvent augmenter ou diminuer avec le temps.

Passif au titre des coûts de gestion du combustible nucléaire irradié

Le passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié représente les coûts de gestion des grappes de combustible nucléaire irradié hautement radioactives. En vertu de la *Loi fédérale sur les déchets de combustible nucléaire* (« LDCN ») publiée en 2002, les propriétaires de déchets de combustible nucléaire au Canada doivent mettre sur pied une société de gestion des déchets nucléaires (« SGDN ») et établir un fonds en fiducie pour les coûts liés à la gestion des déchets de combustible. La SGDN a examiné des solutions de rechange pour la gestion du combustible irradié et, en novembre 2005, a présenté un plan d'étude au gouvernement fédéral. Le plan d'étude recommande une méthode intitulée *Gestion adaptative progressive* pour le confinement et l'isolement du combustible irradié dans un dépôt géologique en profondeur. En juin 2007, le gouvernement du Canada a annoncé sa décision d'accepter les recommandations de la SGDN. Pour évaluer son passif lié aux coûts de gestion du combustible nucléaire irradié, OPG a adopté une approche prudente conformément à la méthode de gestion adaptative progressive approuvée par le gouvernement du Canada, dont la mise en service d'un dépôt géologique en profondeur est prévue pour 2035.

Passif au titre des coûts de déclassement de centrales nucléaires et de gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité

Le passif lié au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité représente les coûts estimatifs du déclassement de centrales nucléaires au terme de leur durée de vie utile ainsi que le coût de la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité produits par les centrales nucléaires. Les principales hypothèses utilisées pour l'estimation des coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations nucléaires incluent le déclassement de centrales nucléaires selon un calendrier échelonné (les réacteurs demeureront à l'arrêt en lieu sûr pendant les 30 ans précédant un déclassement de 10 ans).

Les coûts de la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité sur leur cycle de vie comprennent les coûts du traitement et du stockage de ces déchets radioactifs pendant et après l'exploitation des centrales nucléaires ainsi que les coûts de leur évacuation définitive à long terme. Les hypothèses actuelles utilisées pour établir les coûts de gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité à payer comprennent une installation d'évacuation des déchets de faible activité et de moyenne activité dont la mise en service est prévue pour 2017. Des ententes ont été conclues avec des municipalités afin de permettre à OPG de mettre en œuvre un dépôt géologique en profondeur destiné à la gestion à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité adjacent à l'installation de gestion des déchets Western. OPG a entamé un processus d'évaluation environnementale fédérale à l'égard de l'installation recommandée.

Passif au titre des coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires

Le passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires repose sur des estimations de coûts formulées par des tiers à la lumière d'un examen approfondi des sites des centrales en exploitation et d'une évaluation des activités de nettoyage et de remise en état requises. Ce passif représente les coûts estimatifs de déclassement des centrales à combustible fossile au terme de leur durée de vie utile. Selon les estimations, ces centrales devraient être démantelées entre 2012 et 2034.

Outre le passif de 107 millions de dollars pour les sites en exploitation, OPG a inscrit un passif au titre d'une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations de 69 millions de dollars relativement aux coûts de déclassement et de remise en état des sites des centrales ayant fait l'objet d'un désinvestissement ou qui ne sont plus utilisés.

OPG n'a aucune obligation légale à l'égard du déclassement de ses installations hydroélectriques. En outre, les coûts pour ce type d'installations ne peuvent pas faire l'objet d'une estimation raisonnable étant donné leur longue durée de vie utile. Compte tenu des efforts déployés pour la maintenance ou la reconstruction, les structures de contrôle des eaux devraient être utilisées dans un avenir prévisible. Donc, OPG n'a constaté aucun passif lié au déclassement de ses installations hydroélectriques.

Ontario Nuclear Funds Agreement

OPG met des fonds de côté qui seront utilisés spécifiquement pour le règlement de ses passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. En juillet 2003, OPG et la Province ont conclu des arrangements, conformément à l'ONFA. Pour respecter l'ONFA, OPG a établi des Fonds nucléaires. OPG supervise la gestion des placements des Fonds nucléaires conjointement avec la Province. Les actifs des Fonds nucléaires sont détenus dans des comptes de garde par des tiers qui sont distincts du reste des actifs d'OPG.

Le Fonds de déclassement a été établi pour financer les coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité à long terme ainsi qu'une tranche des frais de stockage du combustible irradié après la durée de vie de la centrale. Au 31 décembre 2007, le Fonds de déclassement affichait un excédent de capitalisation. OPG assume le risque et le passif liés à l'accroissement des coûts estimatifs et au rendement du Fonds de déclassement.

Le Fonds pour combustible irradié servira à financer les coûts futurs de la gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire irradié. OPG assume le risque et le passif liés à l'accroissement des coûts de gestion des déchets de combustible irradié, sous réserve des seuils de passif progressifs précisés dans l'ONFA, qui limitent son risque financier total à environ 9,6 milliards de dollars (en dollars du 31 décembre 2007), compte tenu des projections de 2,23 millions de grappes relatives aux grappes de combustible irradié établies selon les durées de vie des centrales figurant dans le plan de référence financier initial. Les seuils de passif progressifs ne s'appliquent pas aux grappes de combustible irradié additionnelles excédant les 2,23 millions de grappes prévues dans le plan de référence approuvé de 2006.

OPG fait des versements trimestriels au Fonds pour combustible irradié au cours de la durée de vie de ses centrales nucléaires, comme il est précisé dans l'ONFA. Le financement requis pour 2007 aux termes de l'ONFA était de 454 millions de dollars, y compris une cotisation à la fiducie en vertu de la LDCN de l'Ontario (la « Fiducie ») de 100 millions de dollars. En 2007, OPG a également versé une contribution non récurrente d'environ 334 millions de dollars au Fonds de combustible irradié afin de respecter le paiement extraordinaire précisé aux termes de la LDCN et l'entente de location-exploitation conclue avec Bruce Power comme il est mentionné à la note 18 afférente aux états financiers consolidés. Ce versement constitue l'événement déclencheur en vertu de la LCDN qui a provoqué la révision de l'échéancier de paiements approuvé par la Province au début de l'exercice 2007 dans le cadre de la mise à jour initiale du plan de référence approuvé de 2006. La révision de l'échéancier de paiements est en cours.

La LDCN est entrée en vigueur en novembre 2002. Conformément à cette dernière, la Société de gestion des déchets nucléaires a été fondée. La SGDN a préparé et examiné des solutions de rechange, puis a présenté en novembre 2005 des recommandations au gouvernement fédéral pour la gestion à long terme des déchets nucléaires. En juin 2007, le gouvernement fédéral a choisi la méthode intitulée *Gestion adaptative progressive*. Conformément aux dispositions de la LDCN, OPG a établi une fiducie en novembre 2002 et a effectué un dépôt initial de 500 millions de dollars dans la Fiducie. En vertu de la LDCN, OPG est également tenue de verser un montant annuel de 100 millions de dollars dans la Fiducie. Ces cotisations doivent être déposées dans la Fiducie au plus tard à la date anniversaire de la LDCN en novembre. Les montants déposés seront rajustés lorsque le ministre des Ressources naturelles approuvera le mode de financement proposé par la SGDN au premier trimestre de 2008. Étant donné que la Fiducie fait partie du Fonds pour combustible irradié, les cotisations à la Fiducie, comme l'exige la LCDN, sont appliquées aux obligations de paiement aux termes de la SGDN.

Comme l'exige la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (Canada), et en vertu de l'ONFA, la Province a fourni depuis 2003 une garantie provinciale à la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN »), pour le compte d'OPG. En vertu de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires*, OPG doit s'assurer qu'il y aura suffisamment de fonds disponibles pour régler les passifs actuels liés au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. La garantie provinciale s'ajoutera au Fonds pour combustible irradié et au Fonds de déclassement jusqu'à ce qu'il y ait suffisamment de fonds pour couvrir le passif accumulé lié au déclassement de centrales et à la gestion des déchets nucléaires. La valeur actualisée de cette garantie s'établit à 760 millions de dollars pour les exercices 2008 à 2010. Selon les plans actuels, la garantie provinciale ne sera plus exigible après 2010. La garantie, de même que le Fonds pour combustible irradié et le Fonds de déclassement, fait partie des exigences de la CCSN en matière d'octroi de permis pour les centrales nucléaires d'OPG. OPG verse à la Province une commission de garantie annuelle de 0,5 % du montant garanti par la Province. OPG a versé une commission de garantie annuelle de 8 millions de dollars en 2007 (8 millions de dollars en 2006). Ces commissions font partie intégrante de la garantie provinciale de 1 510 millions de dollars et étaient exigibles en même temps.

En date du 1er janvier 2007, OPG a adopté le chapitre 3855 du *Manuel de l'ICCA*, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation ». En raison de cette adoption, les placements dans les Fonds nucléaires et les montants correspondants dus à la Province seront classés comme détenus à des fins de transaction et seront évalués à leur juste valeur, et les gains et les pertes réalisés et latents seront constatés dans les états financiers consolidés d'OPG.

Fonds de déclassement

À l'expiration de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds de déclassement qui correspond à l'écart positif entre la juste valeur de marché du Fonds de déclassement et les coûts d'achèvement estimatifs, sous réserve de l'approbation la plus récente du plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA. Lorsque le Fonds de déclassement est excédentaire, OPG limite le bénéfice qu'elle constate dans ses états financiers consolidés en imputant une charge au Fonds de déclassement et en inscrivant un montant correspondant dû à la Province, de sorte que le solde du Fonds de déclassement soit égal au coût estimatif du passif selon le plan de référence le plus récent. Le montant dû à la Province pourrait être réduit au cours de périodes ultérieures si le rendement du Fonds de déclassement était en deçà de la cible de rendement, ou si un nouveau plan de référence en vertu de l'ONFA était approuvé avec un passif estimatif de déclassement plus élevé.

Au 31 décembre 2006, selon les coûts estimatifs d'achèvement autorisés dans le plan de référence approuvé de 2006, le Fonds de déclassement était capitalisé selon la comptabilisation à la valeur marchande, mais sous-capitalisé selon la méthode du coût non amorti. En conséquence de l'adoption des normes de comptabilisation des instruments financiers le 1er janvier 2007, OPG a ajusté les placements dans le Fonds de déclassement et les créditeurs connexes à leur juste valeur, puis a comptabilisé un ajustement transitoire de 519 millions de dollars pour augmenter le solde d'ouverture des bénéfices non répartis. Ainsi, les placements dans le Fonds de déclassement et les créditeurs connexes sont évalués à leur juste valeur et toute variation de la juste valeur est comptabilisée en résultat.

Comme le Fonds de déclassement était sous-capitalisé selon la méthode du coût après amortissement, aucun ajustement excédentaire n'a été présenté dans le Fonds de déclassement au 31 décembre 2006. Si les placements dans le Fonds de déclassement avaient été comptabilisés à la juste valeur dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2006, et si l'on avait mis fin au Fonds de déclassement aux termes de l'ONFA, il y aurait eu un montant dû à la Province de 294 millions de dollars.

Après l'ajustement visant à refléter les placements à la juste valeur, la valeur des placements dans le Fonds de déclassement au 1er janvier 2007 excédait les coûts d'achèvement estimatifs selon le plan de référence approuvé de 2006 et, par conséquent, le solde du Fonds de déclassement a été réduit de l'excédent de capitalisation par la comptabilisation d'un montant dû à la Province. Parce que la Province a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds de déclassement à l'expiration de l'ONFA, les bénéfices d'OPG sont plafonnés à un taux de 5,15 %, soit le taux de croissance du passif lié aux coûts d'achèvement estimatifs, tant et aussi longtemps que le Fonds de déclassement est sous-capitalisé. Si le Fonds de déclassement est sous-capitalisé, son rendement reflète le rendement réel du Fonds à la valeur marchande des actifs.

Au 31 décembre 2007, la valeur des actifs du Fonds de déclassement s'établissait à 5 075 millions de dollars selon la comptabilisation à la juste valeur, ce qui excède toujours la valeur du passif d'après le plan de référence approuvé de 2006. En raison de cet excédent de capitalisation, OPG doit inscrire un montant dû à la Province de 3 millions de dollars, soit le montant exigible par la Province si l'on avait mis fin au Fonds de déclassement aux termes de l'ONFA. En vertu de l'ONFA, s'il arrivait qu'un solde excédentaire du Fonds de déclassement fasse que la capitalisation des passifs, comme définis dans le plus récent plan de référence en vertu de l'ONFA, soit d'au moins 120 %, OPG pourrait donner instruction qu'au plus la moitié de l'excédent dépassant ce niveau de capitalisation de 120 % soit considérée comme une cotisation au Fonds pour combustible irradié, auquel cas la SFIÉO aurait droit à une distribution d'un montant équivalent.

Les actifs du Fonds de déclassement sont principalement investis dans des titres à revenu fixe et titres de capitaux propres cotés en Bourse. La valeur de ces placements est donc assujettie à la volatilité des marchés financiers. La volatilité relative au rendement de ces placements s'est accrue au cours des derniers mois, ce qui a eu une incidence négative sur la juste valeur et la situation de capitalisation du Fonds de déclassement. Au cours de la période du 1er janvier 2008 au 26 février 2008, la juste valeur a diminué d'environ 2 %, occasionnant une perte d'environ 100 millions de dollars. Le Fonds de déclassement a été conçu pour satisfaire aux exigences du passif à long terme et, par conséquent, les fluctuations boursières à court terme sont inévitables.

Fonds pour combustible irradié

En vertu de l'ONFA, la Province garantit à OPG un rendement annuel de 3,25 % du Fonds pour combustible irradié plus la variation de l'indice des prix à la consommation de l'Ontario (« rendement garanti ») relativement à la capitalisation liée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié. OPG comptabilise le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et l'inclut dans ses résultats à titre de rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires. La différence entre le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et le rendement réel du marché, selon la juste valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié, qui comprend les rendements réalisés et latents, est inscrite en tant que montant dû à la Province ou dû par celle-ci.

Jusqu'au 31 décembre 2006, OPG comptabilisait les placements dans le Fonds pour combustible irradié selon la méthode du coût après amortissement, et le montant constaté dans les états financiers consolidés dû à la Province ou dû par celle-ci correspondait à la différence entre le rendement garanti et le rendement réel d'après les rendements réalisés seulement. Au 31 décembre 2006, le Fonds pour combustible irradié comprenait un montant de 100 millions de dollars dû à la Province. La valeur des actifs liés au Fonds pour combustible irradié, compte tenu du rendement garanti et du montant connexe dû à la Province, était de 3 238 millions de dollars au 31 décembre 2006.

De plus, en vertu de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent du Fonds pour combustible irradié, sous réserve d'un coefficient de capitalisation minimal de 110 % comparativement à la valeur des passifs connexes.

À compter du 1er janvier 2007, les placements détenus dans le Fonds pour combustible irradié sont évalués à la juste valeur. En conséquence, le solde du Fonds pour combustible irradié s'est établi à 3 876 millions de dollars pour refléter l'évaluation à la juste valeur. La Province garantit à OPG un rendement annuel du Fonds pour combustible irradié pour ce qui est des premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié à taux garanti; ainsi, tout écart entre le rendement garanti et le rendement réel fondé sur la juste valeur est contrebalancé par la variation du montant connexe dû à la Province ou dû par celle-ci relativement au Fonds pour combustible irradié. Ainsi, OPG n'a constaté aucun ajustement transitoire dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis associé au Fonds pour combustible irradié.

Au 31 décembre 2007, la valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié s'établissait à 4 702 millions de dollars selon la comptabilisation à la juste valeur. La valeur des actifs a été absorbée par un montant dû à la Province de 511 millions de dollars relativement à l'ajustement du rendement garanti.

Aux 31 décembre 2007 et 2006, les Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires consistaient en ce qui suit :

	Juste valeur		Coût après amortissement
(en millions de dollars)	**2007**	2006	2006
Fonds de déclassement	**5 075**	5 169	4 356
Montant dû à la Province – Fonds de déclassement	**(3)**	(294)	–
	5 072	4 875	4 356
Fonds pour combustible irradié[1]	**4 702**	3 879	3 338
Montant dû à la Province – Fonds pour combustible irradié	**(511)**	(641)	(100)
	4 191	3 238	3 238
	9 263	8 113	7 594

1 Au 31 décembre 2007, la Fiducie de la SGDN de l'Ontario représentait 1 244 millions de dollars du Fonds pour combustible irradié selon la comptabilisation à la juste valeur. Au 31 décembre 2006, la Fiducie de la SGDN de l'Ontario représentait 1 102 millions de dollars du Fonds pour combustible irradié selon la méthode du coût après amortissement et de la comptabilisation à la juste valeur.

Le coût non amorti et la juste valeur des titres investis dans les Fonds nucléaires, qui comprennent le Fonds pour combustible irradié et le Fonds de déclassement, étaient comme suit aux 31 décembre 2007 et 2006 :

	Juste valeur		Coût après amortissement
(en millions de dollars)	**2007**	2006	2006
Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme	**833**	553	556
Titres négociables	**5 391**	5 608	4 250
Obligations et débentures	**3 559**	2 305	2 306
Créance de la SFIÉO	**–**	588	588
Frais d'administration à payer	**(6)**	(6)	(6)
	9 777	9 048	7 694
Montant dû à la Province – Fonds de déclassement	**(3)**	(294)	–
Montant dû à la Province – Fonds pour combustible irradié	**(511)**	(641)	(100)
Total	**9 263**	8 113	7 594

Les obligations et les débentures détenues dans le Fonds pour combustible irradié et le Fonds de déclassement aux 31 décembre 2007 et 2006 viennent à échéance comme suit :

	Juste valeur	
(en millions de dollars)	**2007**	2006
Moins de un an	**–**	–
De 1 à 5 ans	**1 631**	1 167
De 5 à 10 ans	**879**	467
Plus de 10 ans	**1 049**	671
Total des titres d'emprunt à venir à échéance	**3 559**	2 305
Rendement moyen	**4,9 %**	4,5 %

La créance de 588 millions de dollars de la SFIÉO de 2006 a été remboursée en 2007. Le taux d'intérêt réel de la créance était de 3,9 % en 2006.

La variation des Fonds nucléaires pour les exercices terminés les 31 décembre 2007 et 2006 est comme suit :

	Coût après amortissement	
(en millions de dollars)	**2007**	2006
Fonds de déclassement au coût après amortissement au début de l'exercice	**4 356**	4 099
Ajustement transitoire découlant de l'adoption des normes comptables relatives aux instruments financiers	**519**	–
Augmentation du Fonds en raison du rendement des placements	**5**	256
Diminution du Fonds en raison du remboursement des dépenses	**(99)**	(6)
Diminution du montant dû à la Province	**291**	7
Fonds de déclassement à la fin de l'exercice	**5 072**	4 356
Fonds pour combustible irradié au début de l'exercice	**3 238**	2 689
Augmentation du Fonds en raison des cotisations versées	**788**	454
Augmentation du Fonds en raison du rendement des placements	**55**	204
Diminution du Fonds en raison du remboursement des dépenses	**(20)**	(13)
Diminution (augmentation) du montant dû à la Province	**130**	(96)
Fonds pour combustible irradié à la fin de l'exercice	**4 191**	3 238

11 Impôts sur les bénéfices

À compter du 1er avril 2005, OPG comptabilise les impôts sur les bénéfices liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités selon la méthode des impôts exigibles. Selon cette méthode, OPG ne constate pas d'impôts futurs liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités dans la mesure où les impôts futurs devraient être récupérés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs imposés à la clientèle.

Le rapprochement du taux d'imposition effectif et du taux prévu par la loi se présente comme suit :

(en millions de dollars)	**2007**	2006
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	**477**	576
Taux d'imposition fédéral et provincial combiné prévu par la loi, y compris la surtaxe	**36,1 %**	36,1 %
Taux prévu par la loi appliqué au bénéfice comptable	**172**	208
Diminution des impôts sur les bénéfices résultant des éléments suivants :		
Taux d'imposition futur moindre sur les écarts temporaires	**(10)**	(4)
Éléments de bénéfice non imposables	**(7)**	(5)
Impôts futurs non comptabilisés liés aux activités réglementées	**(127)**	(89)
Changement dans les positions fiscales	**(13)**	10
Variations du taux d'imposition futur	**(66)**	(34)
	(223)	(122)
(Recouvrement) charge d'impôts	**(51)**	86
Taux d'imposition effectif	**(10,7) %**	14,9 %

La Société a révisé ses actifs et ses passifs d'impôts futurs pour refléter les taux fédéraux d'imposition des bénéfices moins élevés récemment entrés en vigueur.

Au troisième trimestre de 2006, OPG a reçu un avis préliminaire des vérificateurs de l'impôt de la Province relativement à leurs constatations initiales découlant de leur vérification de l'année d'imposition 1999 d'OPG. Bon nombre des questions soulevées au cours de la vérification sont uniques à OPG et ont trait aux activités de démarrage et aux positions adoptées le 1er avril 1999 au moment de l'entrée en exploitation, ou à des questions qui n'étaient pas traitées de façon appropriée selon la *Loi de 1998 sur l'électricité*. Bien qu'OPG ait par la suite résolu certaines de ces questions, il subsiste des incertitudes à l'égard de la façon dont les autres questions seront résolues. OPG prévoit recevoir un avis de redressement pour son année d'imposition 1999. La Société a l'intention de défendre sa position au moyen du processus d'appels en matière fiscale.

Par le passé, OPG a comptabilisé des charges d'impôts relativement à certaines positions fiscales adoptées pour des années antérieures et qui pourraient être rejetées. Compte tenu de l'incertitude entourant la résolution de ces questions fiscales, OPG n'a pas ajusté ses passifs d'impôts. Si l'issue ultime différait de manière importante des passifs d'impôts comptabilisés par OPG, le taux d'imposition effectif et le bénéfice de la Société pourraient être touchés de façon positive ou négative dans la période au cours de laquelle les questions seront résolues.

Les composantes importantes (du recouvrement) de la charge d'impôts sont présentées dans le tableau suivant :

(en millions de dollars)	2007	2006
Charge d'impôts exigibles	1	60
Charge (économie) d'impôts futurs :		
Variation des écarts temporaires	(2)	–
Report prospectif de pertes autres qu'en capital	–	52
Variations du taux d'imposition futur	(30)	–
Divers	(20)	(26)
	(52)	26
(Recouvrement) charge d'impôts	(51)	86

Les incidences fiscales des écarts temporaires donnant lieu à des actifs et des passifs d'impôts futurs aux 31 décembre 2007 et 2006 sont présentées dans le tableau suivant :

(en millions de dollars)	2007	2006
Actifs d'impôts futurs :		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	22	29
Autres passifs et actifs	125	107
Report prospectif de pertes autres qu'en capital	–	28
Impôt minimum futur de l'Ontario à recouvrer	87	64
	234	228
Passifs d'impôts futurs :		
Immobilisations	263	332
Autres passifs et actifs	176	145
	439	477
Passifs d'impôts futurs nets	205	249
Représentés par :		
Tranche à court terme (de l'actif) du passif	(12)	3
Tranche à long terme	217	246
	205	249

Le tableau qui suit présente un sommaire des écarts entre les montants des états des résultats consolidés et des états du résultat étendu consolidés en vertu de la méthode des impôts exigibles utilisée par la Société pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices des activités réglementées et ceux qui auraient été présentés si OPG avait utilisé la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts des activités réglementées des exercices 2007 et 2006 :

(en millions de dollars)	2007	2006
Montants présentés :		
Charge d'impôts futurs	(52)	26
Impôts futurs : Autres éléments du résultat étendu – à la transition	16	–
Impôts futurs : Autres éléments du résultat étendu – pour la période	(8)	–
Méthode axée sur le bilan[1] :		
Charge d'impôts futurs	75	115
Impôts futurs : Autres éléments du résultat étendu – à la transition	12	–
Impôts futurs : Autres éléments du résultat étendu – pour la période	(6)	–

1 OPG comptabilise les revenus tirés de certaines ententes de location liées aux activités réglementées selon la comptabilité de caisse. L'incidence fiscale future connexe est exclue de ce qui précède.

Le tableau qui suit présente un sommaire des écarts entre les montants des bilans consolidés en vertu de la méthode des impôts exigibles utilisée par la Société pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices des activités réglementées et ceux qui auraient été présentés si OPG avait utilisé la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices des activités réglementées aux 31 décembre 2007 et 2006 :

	2007		2006	
(en millions de dollars)	**Montants présentés**	**Méthode axée sur le bilan[1]**	Montants présentés	Méthode axée sur le bilan[1]
Impôts futurs exigibles recouvrables (passifs)	**12**	**39**	(3)	(4)
Passifs d'impôts futurs à long terme	**(217)**	**(680)**	(246)	(417)

1 OPG comptabilise les revenus tirés de certaines ententes de location liées aux activités réglementées selon la comptabilité de caisse. L'incidence fiscale future connexe est exclue de ce qui précède.

Le montant des impôts sur les bénéfices payés au cours de 2007 s'est établi à 64 millions de dollars (24 millions de dollars en 2006).

12 Régimes d'avantages sociaux

Les avantages postérieurs à l'emploi comprennent les régimes de retraite, l'assurance-vie collective, l'assurance des soins de santé et l'assurance en cas d'invalidité prolongée. Le régime de retraite agréé est un régime contributif à prestations déterminées couvrant la plupart des employés permanents et des retraités. Les actifs de la caisse de retraite se composent essentiellement de titres de capitaux propres et de titres d'emprunt de gouvernements et de sociétés, de placements immobiliers et d'autres placements gérés par des gestionnaires de portefeuilles professionnels. La caisse n'investit pas dans les titres de capitaux propres ou les titres d'emprunt émis par OPG. Les régimes de retraite complémentaires sont des régimes à prestations déterminées couvrant certains employés et retraités.

Les obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite dépendent de divers facteurs dont les taux d'intérêt, les ajustements provenant de modifications des régimes, les modifications des hypothèses et les gains ou les pertes actuariels. Les obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les actifs de la caisse de retraite sont évalués au 31 décembre 2007.

	Régime de retraite agréé et régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2007	2006	**2007**	2006
Hypothèses moyennes pondérées – obligation au titre des prestations à la fin de l'exercice				
Taux d'actualisation des prestations futures	**5,60 %**	5,25 %	**5,59 %**	5,22 %
Taux d'indexation de la grille salariale	**3,25 %**	3,00 %	**–**	–
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	**2,25 %**	2,00 %	**–**	–
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	**–**	–	**6,91 %**	7,34 %
Taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	**–**	–	**4,68 %**	4,68 %
Année d'atteinte du taux prévu	**–**	–	**2014**	2014
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	**–**	–	**2,25 %**	2,00 %

	Régime de retraite agréé et régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2007	2006	**2007**	2006
Hypothèses moyennes pondérées – coût de l'exercice				
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	**7,00 %**	7,00 %	**–**	–
Taux d'actualisation des prestations futures	**5,25 %**	5,00 %	**5,22 %**	4,97 %
Taux d'indexation de la grille salariale	**3,00 %**	3,00 %	**–**	–
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	**2,00 %**	2,00 %	**–**	–
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	**–**	–	**7,34 %**	7,76 %
Taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	**–**	–	**4,68 %**	4,68 %
Année d'atteinte du taux prévu	**–**	–	**2014**	2014
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	**–**	–	**2,00 %**	2,00 %
Durée moyenne résiduelle d'activité des salariés actifs (années)	**11**	11	**11**	11

(en millions de dollars)	Régime de retraite agréé		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2007	2006	**2007**	2006	**2007**	2006
Variation des actifs des régimes						
Juste valeur des actifs des régimes au début de l'exercice	**8 829**	7 921	**–**	–	**–**	–
Cotisations patronales	**268**	261	**7**	7	**66**	62
Cotisations salariales	**66**	61	**–**	–	**–**	–
Rendement réel des actifs des régimes, déduction faite des charges	**159**	945	**–**	–	**–**	–
Versements de prestations	**(398)**	(359)	**(7)**	(7)	**(66)**	(62)
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice	**8 924**	8 829	**–**	–	**–**	–
Variation de l'obligation au titre des prestations projetées						
Obligation au titre des prestations projetées au début de l'exercice	**9 313**	9 095	**152**	144	**2 067**	2 065
Coût des services rendus au cours de l'exercice de l'employeur	**224**	212	**6**	6	**70**	71
Cotisations salariales	**66**	61	**–**	–	**–**	–
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	**493**	459	**8**	7	**109**	104
Coûts des services passés	**–**	–	**–**	–	**–**	13
Versements de prestations	**(398)**	(359)	**(7)**	(7)	**(66)**	(62)
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	**(95)**	(155)	**3**	2	**(116)**	(124)
Obligation au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	**9 603**	9 313	**162**	152	**2 064**	2 067
Situation de capitalisation – déficit à la fin de l'exercice	**(679)**	(484)	**(162)**	(152)	**(2 064)**	(2 067)

Les actifs qui constituent la caisse de retraite d'OPG regroupent trois grandes catégories de placements. De plus, les placements en actions comprennent des actions canadiennes, américaines et autres que nord-américaines. La caisse est également constituée d'un petit portefeuille immobilier représentant moins de 1 % des actifs des régimes.

	2007	2006
Catégories de placements dans la caisse du régime de retraite agréé		
Actions	**60 %**	67 %
Placements à revenu fixe	**35 %**	30 %
Trésorerie et placements à court terme	**5 %**	3 %
Total	**100 %**	100 %

Selon l'évaluation actuarielle la plus récente, produite au 1er janvier 2005, il existait un passif non capitalisé de 465 millions de dollars selon la convention de la continuité de l'exploitation et une insuffisance de 1 979 millions de dollars en cas de liquidation. Le déficit présenté dans la prochaine évaluation actuarielle, qui doit être en date du 1er janvier 2008 au plus tard, pourrait être considérablement différent.

Les régimes de retraite complémentaires ne sont pas capitalisés, mais ils sont garantis au moyen de lettres de crédit totalisant 175 millions de dollars (159 millions de dollars en 2006).

(en millions de dollars)	Régime de retraite agréé		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2007	2006	**2007**	2006	**2007**	2006
Rapprochement de la situation de capitalisation et de l'actif (du passif) au titre des prestations constituées						
Situation de capitalisation – déficit à la fin de l'exercice	**(679)**	(484)	**(162)**	(152)	**(2 064)**	(2 067)
Perte actuarielle nette non amortie	**1 346**	1 108	**22**	20	**538**	699
Coûts des services passés non amortis	**64**	82	**3**	3	**20**	25
Actif (passif) au titre des prestations constituées à la fin de l'exercice	**731**	706	**(137)**	(129)	**(1 506)**	(1 343)
Tranche à court terme	**–**	–	**(7)**	(6)	**(80)**	(70)
Tranche à long terme	**731**	706	**(130)**	(123)	**(1 426)**	(1 273)

(en millions de dollars)	Régime de retraite agréé		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2007	2006	**2007**	2006	**2007**	2006
Composantes de la charge constatée						
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**224**	212	**6**	6	**70**	71
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	**493**	459	**8**	7	**109**	104
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	**(569)**	(551)	**–**	–	**–**	–
Amortissement des coûts des services passés	**18**	18	**–**	1	**5**	4
Amortissement de la perte actuarielle nette	**77**	80	**1**	–	**45**	62
Charge constatée	**243**	218	**15**	14	**229**	241

(en millions de dollars)	Régime de retraite agréé		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2007	2006	**2007**	2006	**2007**	2006
Composantes de la charge engagée et constatée						
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**224**	212	**6**	6	**70**	71
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	**493**	459	**8**	7	**109**	104
Rendement réel des actifs des régimes, déduction faite des charges	**(159)**	(945)	**–**	–	**–**	–
Coûts des services passés	**–**	–	**–**	–	**–**	13
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette	**(95)**	(155)	**3**	2	**(116)**	(124)
Charge constatée au cours de l'exercice	**463**	(429)	**17**	15	**63**	64
Écarts entre les coûts engagés et les coûts constatés relativement à ce qui suit :						
Rendement réel des actifs des régimes, déduction faite des charges	**(410)**	394	**–**	–	**–**	–
Coûts des services passés	**18**	18	**–**	1	**5**	(9)
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	**172**	235	**(2)**	(2)	**161**	186
Charge constatée	**243**	218	**15**	14	**229**	241

Une augmentation ou une diminution de 1,0 % du taux tendanciel du coût des soins de santé entraînerait respectivement une augmentation des composantes services et intérêts de la charge constatée de 37 millions de dollars pour les avantages complémentaires de retraite pour 2007 (34 millions de dollars en 2006) ou une diminution des composantes services et intérêts de la charge constatée de 29 millions de dollars pour les avantages complémentaires de retraite pour 2007 (26 millions de dollars en 2006). Une augmentation ou une diminution de 1,0 % du taux tendanciel du coût des soins de santé entraînerait respectivement une augmentation de 328 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2007 pour les avantages complémentaires de retraite (342 millions de dollars en 2006) ou une diminution de 256 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2007 pour les avantages complémentaires de retraite (265 millions de dollars en 2006).

13 Instruments financiers

Activités de gestion des risques et de couverture

OPG est exposée aux fluctuations des prix de l'électricité associées à un marché au comptant de l'électricité de gros en Ontario. Elle gère ce risque au moyen de divers contrats sur l'énergie et contrats de ventes connexes. Ces contrats doivent servir de couverture contre le risque sur marchandises dans le portefeuille de production d'OPG. Les gains et les pertes sur les instruments de couverture sont comptabilisés dans les résultats lorsque l'opération sous-jacente est effectuée. Ces gains et ces pertes sont comptabilisés dans les revenus non réglementés et sont inscrits dans les bilans consolidés. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont constatés comme des actifs ou des passifs, à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les autres revenus.

OPG conclut aussi des dérivés avec d'importantes institutions financières afin de gérer l'exposition de la Société à la fluctuation des devises. Les gains et les pertes de change sur ces contrats de dérivés libellés en devises sont constatés en tant qu'ajustement du prix d'achat de la marchandise ou des biens reçus.

OPG est exposée aux variations des taux d'intérêt du marché sur la dette qui doit, selon les prévisions, être émise dans l'avenir. OPG utilise des dérivés sur taux d'intérêt pour couvrir cette exposition. Les gains et les pertes sur ces couvertures de taux d'intérêt sont inscrits en tant qu'ajustement des intérêts débiteurs se rapportant à la dette couverte. Les gains et les pertes qui ne répondent pas aux critères d'efficacité sont comptabilisés dans le bénéfice net de la période au cours de laquelle ils se produisent.

OPG se sert de crédits de réduction des émissions et de quotas pour gérer les émissions dans les limites réglementaires prescrites. Les crédits de réduction des émissions sont achetés auprès de partenaires commerciaux au Canada et aux États-Unis. Les quotas d'émissions sont obtenus de la Province et achetés auprès de partenaires commerciaux en Ontario. Le coût des crédits de réduction des émissions et les quotas sont comptabilisés dans les stocks et imputés aux résultats d'OPG, au coût moyen, dans les charges liées au combustible selon les besoins. Les options d'achat de crédits de réduction des émissions sont comptabilisées en tant que dérivés et inscrites à la valeur marchande estimative.

Le risque lié au cours boursier représente le risque de perte attribuable à la volatilité des prix des instruments de capitaux propres et des indices boursiers de référence. Le portefeuille des Fonds nucléaires et de la caisse de retraite d'OPG inclut des placements en titres de capitaux propres cotés en Bourse. La valeur de ces placements est donc assujettie à la volatilité des marchés financiers. Ce risque peut avoir une incidence sur la valeur des placements détenus dans les Fonds nucléaires et la caisse de retraite d'OPG.

Afin de gérer ce risque, les Fonds nucléaires ainsi que la caisse de retraite d'OPG s'alignent sur des politiques et des procédures en matière d'investissement pour établir un cadre réglementaire sur les fonds, y compris des hypothèses d'investissement, des placements autorisés et diverses restrictions liées à l'investissement. Ces politiques et procédures sont approuvées annuellement par le Comité de surveillance de l'investissement des fonds du conseil d'administration d'OPG. En ce qui concerne les Fonds nucléaires, les politiques et les procédures sont adoptées conjointement avec la Province, en vertu de l'ONFA.

Comptabilité de couverture

Au moment de la mise en place de la relation de couverture, OPG documente la relation existant entre l'instrument de couverture et l'élément couvert, son objectif de gestion des risques et sa stratégie de couverture. OPG exige également une évaluation documentée, au moment de la mise en place de la couverture et de manière continue, pour déterminer si les dérivés qui sont utilisés dans les opérations de couverture sont très efficaces ou non pour compenser les variations attribuables aux risques couverts des justes valeurs ou des flux de trésorerie des éléments couverts.

La comptabilité de couverture est appliquée lorsque l'instrument dérivé est désigné en tant que couverture et est censé être efficace tout au long de la durée de vie de l'élément couvert. Lorsqu'une relation de couverture prend fin, que la désignation d'une relation de couverture est échue ou qu'une partie de l'instrument de couverture n'est plus en vigueur, tous les gains ou les pertes connexes inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont constatés dans l'état des résultats consolidé de la période considérée.

Détermination de la juste valeur

Les justes valeurs des instruments dérivés ont été estimées en fonction du cours du marché d'instruments semblables ou réels, le cas échéant. Si les cours du marché ne sont pas disponibles, OPG tient compte de divers facteurs pour estimer les prix à terme, y compris les prix du marché et la volatilité des prix des marchés de l'électricité avoisinants, les prix du combustible et d'autres facteurs.

Étant donné le caractère incertain de l'information relative aux prix à terme, la juste valeur des instruments dérivés ne représente pas nécessairement de façon exacte le coût d'acquisition de ces positions. Afin d'absorber une partie du risque lié à cette incertitude à l'égard de ses positions de négociation, OPG a constitué une réserve de liquidités couvrant les gains ou les pertes résultant de l'évaluation à la valeur de marché de ces positions.

Instruments dérivés admissibles à la comptabilité de couverture

Au tableau suivant figure la juste valeur estimative des instruments dérivés désignés en tant que couvertures. La majorité des instruments dérivés d'OPG sont traités en tant que couvertures, les gains ou les pertes étant constatés en résultat net au moment du règlement, quand les opérations sous-jacentes sont effectuées. OPG détient des dérivés financiers de marchandises principalement pour couvrir le risque de variation des prix des marchandises associé aux fluctuations du prix de l'électricité.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**Quantité nominale**	**Échéance**	**Juste valeur**	Quantité nominale	Échéance	Juste valeur
		2007			2006	
Gain (perte)						
Instruments dérivés sur l'électricité	**1,8 TWh**	**1 à 3 ans**	**35**	4,3 TWh	1 à 4 ans	51
Instruments dérivés sur les taux de change	**48 $ US**	**sept. 08**	**(1)**	2 $ US	janv. 07	–
Couvertures de taux d'intérêt de variable à fixe	**43**	**1 à 11 ans**	**(2)**	45	1 à 12 ans	(3)
Couvertures différées de taux d'intérêt	**692**	**1 à 12 ans**	**(6)**	622	1 à 14 ans	(9)

Les instruments dérivés sur les taux de change servent à couvrir le risque lié aux achats prévus libellés en dollars américains. Le taux de change fixe moyen pondéré des contrats en cours au 31 décembre 2007 s'élevait à 1,00 $ US (0,87 $ US en 2006) contre un dollar canadien.

Une des coentreprises de la Société est exposée à la variation des taux de change. La coentreprise a conclu un swap de taux d'intérêt pour gérer le risque découlant de la variation des taux de change, qui prévoit l'échange d'un taux d'intérêt variable à court terme contre un taux fixe de 5,33 %. La quote-part d'OPG dans le swap est de 50 % et est comptabilisée à titre de couverture.

OPG a conclu un certain nombre de swaps différés de taux d'intérêt à titre de couverture de l'incidence des variations futures des taux d'intérêt en fonction des besoins d'emprunt futurs prévus pour les projets du tunnel de Niagara et du Portlands Energy Centre ainsi que la facilité aux fins générales de l'entreprise d'OPG. Bien que ces opérations soient généralement comptabilisées à titre de couvertures, un gain d'environ 3 millions de dollars a été constaté pour refléter l'inefficacité des couvertures en 2006.

En 2007, OPG a désigné à nouveau un certain nombre d'opérations de couverture différées de taux d'intérêt, parce que les emprunts futurs qui étaient prévus à l'égard de ces instruments n'étaient plus susceptibles d'être contractés. Par conséquent, un gain de 1 million de dollars a été reclassé dans le résultat net de 2007.

Des gains nets de 15 millions de dollars relativement aux instruments dérivés admissibles à la comptabilité de couverture ont été inclus dans le résultat net de 2007. Auparavant, ces montants étaient comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu.

Des gains nets de 20 millions de dollars auparavant comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2007 devraient être reclassés en résultat net au cours des 12 prochains mois.

Instruments dérivés non admissibles à la comptabilité de couverture

La valeur comptable (juste valeur) des instruments dérivés non désignés à titre de couvertures est comme suit :

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**Quantité nominale**	**Juste valeur**	Quantité nominale	Juste valeur
	2007		2006	
Instruments dérivés sur les taux de change	**14 $ US**	**(2)**	–	–
Instruments dérivés sur marchandises				
Actif	**9,9 TWh**	**14**	3,9 TWh	25
Passif	**1,2 TWh**	**(10)**	2,6 TWh	(25)
		2		–
Réserve au titre de la liquidité du marché		**(2)**		(2)
Total		**–**		(2)

Les instruments dérivés sur les taux de change qui ne sont pas désignés comme couvertures ont un taux de change moyen pondéré de 0,86 $ US au 31 décembre 2007.

Juste valeur des autres instruments financiers

La valeur comptable des instruments financiers, tels que la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les débiteurs à long terme et les autres actifs, les créditeurs et les charges à payer, les créditeurs à long terme et les charges à payer, se rapproche de leur juste valeur. La juste valeur des autres instruments financiers a été estimée en fonction du cours du marché d'instruments semblables ou réels, le cas échéant.

La valeur comptable et la juste valeur de ces autres instruments financiers aux 31 décembre 2007 et 2006 sont comme suit :

(en millions de dollars)	**Quantité nominale**	**Juste valeur**	Quantité nominale	Juste valeur
	2007		2006	
Actifs financiers				
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**9 263**	**9 263**	7 594	8 113
Passifs financiers				
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	**407**	**409**	406	409
Dette à long terme	**3 446**	**3 502**	2 953	3 082

Risque de crédit

Le risque de crédit est le risque financier que des contreparties contractuelles ne respectent pas leurs obligations. Le risque de crédit exclut tout risque opérationnel découlant du fait qu'un tiers ne livre pas un produit ou un service comme prévu. Puisque la majeure partie des ventes d'OPG sont effectuées sur le marché au comptant géré par la SIERÉ, la direction d'OPG accepte ce risque de crédit en raison du rôle prédominant de la SIERÉ sur le marché de l'électricité en Ontario. Cette confiance est inspirée par les politiques et pratiques de gestion du risque de la SIERÉ, qui prévoient que tous les participants au marché au comptant respectent des normes précises de solvabilité. En outre, dans l'éventualité du défaut d'un participant, la perte est répartie au prorata entre tous les participants, ce qui réduit le risque individuel d'OPG.

Le risque de crédit pour la SIERÉ fluctue en fonction des prix au comptant et des volumes de production à tarifs réglementés et non réglementés, et est réduit chaque mois au moment du règlement des comptes. Le risque de crédit pour la SIERÉ a atteint un sommet de 883 millions de dollars en 2007 (1 029 millions de dollars en 2006).

Le deuxième volet du risque de crédit d'OPG a trait à l'exposition créée par les sociétés (« contreparties ») qui ont signé des contrats de prestation de services ou de fourniture de produits. OPG gère ce risque à l'aide d'une fonction de gestion du risque de crédit qui évalue de façon indépendante la totalité des contreparties importantes et fournit des informations de manière continue aux unités d'exploitation qui ont recours à ces services.

14 Actions ordinaires

Aux 31 décembre 2007 et 2006, OPG avait 256 300 010 actions ordinaires émises et en circulation d'une valeur déclarée de 5 126 millions de dollars. OPG est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

15 Engagements et éventualités

Litiges

OPG ou ses filiales font face à différentes actions en justice couvrant un large ensemble de questions soulevées dans le cours normal de leurs affaires.

Le 9 août 2006, un avis d'action et une déclaration d'un montant de 500 millions de dollars (la « réclamation ») ont été signifiés à OPG et à Bruce Power L.P. par British Energy Limited and British Energy International Holdings Limited (« British Energy »), alléguant qu'OPG leur est redevable en raison de la violation d'un contrat et de négligence. OPG a loué les centrales nucléaires Bruce à Bruce Power L.P. en 2001. British Energy était un investisseur dans Bruce Power L.P. En 2003, British Energy a vendu sa participation dans Bruce Power L.P. à un groupe d'investisseurs (les « acquéreurs »). Les acquéreurs allèguent que British Energy leur est redevable relativement à cette opération d'acquisition. Leur réclamation fait actuellement l'objet d'une procédure d'arbitrage (l'« arbitrage »). Par conséquent, British Energy a engagé une poursuite contre OPG afin de protéger toute réclamation semblable qu'elle pourrait avoir contre OPG en vertu de l'entente de location de 2001. British Energy a indiqué qu'elle ne demandait pas à OPG de contester la réclamation à ce moment-ci, puisque British Energy conteste l'arbitrage institué par les acquéreurs. L'arbitrage peut réduire ou éliminer les réclamations ou les dommages de British Energy, de manière à réduire ou à éliminer le besoin de maintenir la réclamation contre OPG. British Energy s'est réservé le droit d'obliger OPG à contester la réclamation avant la conclusion de l'arbitrage si, à un moment donné, British Energy y voit un avantage pour elle.

Certaines Premières nations ont intenté des actions en justice en raison d'ingérence dans les droits rattachés à la terre de réserve et les droits fonciers ancestraux. Les réclamations faites par certaines de ces Premières nations totalisent environ 163 millions de dollars, et des réclamations par d'autres ne précisent aucun montant. En 2007, OPG a constaté des charges additionnelles liées au règlement de griefs historiques avec les Premières Nations.

Chacun de ces litiges s'accompagne d'incertitudes. Certains d'entre eux pourraient être réglés au désavantage d'OPG et pourraient avoir une incidence importante sur sa situation financière. La direction a constitué des provisions pour des éventualités qui sont établies comme probables et qui peuvent être raisonnablement évaluées.

Questions environnementales

OPG était tenue d'assumer certaines obligations environnementales d'Ontario Hydro. Conséquemment, une provision de 76 millions de dollars a été établie à cet égard au 1er avril 1999. Au cours de 2007, OPG a constaté des dépenses de 2 millions de dollars (4 millions de dollars en 2006). Au 31 décembre 2007, le solde de la provision s'établissait à 45 millions de dollars (52 millions de dollars en 2006).

Les activités courantes sont également soumises à la réglementation fédérale, provinciale et locale en matière de qualité de l'air, des sols et des eaux et d'autres questions environnementales. Le coût des obligations correspondantes est assumé de façon continue. La direction estime avoir établi une provision suffisante dans les états financiers consolidés intermédiaires pour respecter les obligations environnementales liées aux activités actuelles d'OPG.

Garanties

Dans le cours normal des affaires, OPG et certaines de ses filiales et coentreprises concluent diverses ententes fournissant une assurance financière ou de bonne exécution à des tiers au nom de certaines filiales. Ces ententes prévoient des garanties, des lettres de crédit de soutien et des cautionnements.

Engagements contractuels et commerciaux

Les obligations contractuelles de la Société et les autres engagements commerciaux importants étaient comme suit au 31 décembre 2007 :

(en millions de dollars)	2008	2009	2010	2011	2012	Par la suite	Total
Obligations contractuelles :							
Ententes d'approvisionnement en combustible	694	417	325	258	219	374	**2 287**
Contributions effectuées dans le cadre de l'ONFA[1]	454	350	350	317	308	1 239	**3 018**
Remboursement de la dette à long terme	400	350	970	375	400	1 170	**3 665**
Intérêt sur la dette à long terme	201	183	152	103	75	288	**1 002**
Obligations d'achat non conditionnelles	18	17	16	12	13	174	**250**
Créditeurs à long terme	9	–	–	–	–	–	**9**
Obligations en vertu de contrats de location-exploitation	12	12	13	13	13	2	**65**
Permis d'exploitation	20	19	21	22	22	–	**104**
Cotisations aux régimes de retraite[2]	260	–	–	–	–	–	**260**
Divers	33	31	34	32	18	42	**190**
	2 101	1 379	1 881	1 132	1 068	3 289	**10 850**
Engagements commerciaux importants :							
Tunnel de Niagara	146	258	34	–	–	–	**438**
Autres projets hydroélectriques	48	8	1	–	–	–	**57**
Portlands Energy Centre	59	5	3	3	3	46	**119**
Total	2 354	1 650	1 919	1 135	1 071	3 335	**11 464**

1 Les contributions effectuées dans le cadre de l'ONFA sont sujettes à un ajustement en raison du plan de référence approuvé de 2006.

2 Les cotisations aux régimes de retraite comprennent les besoins de capitalisation additionnels étant donné le déficit et les besoins de capitalisation continus conformément à l'évaluation actuarielle au 1er janvier 2005. Les cotisations subissent l'incidence de divers facteurs, y compris le rendement du marché, les modifications aux hypothèses actuarielles, les résultats techniques des régimes et le calendrier des évaluations actuarielles. Les besoins de capitalisation après 2008 sont exclus en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires aux prévisions de l'échéancier des flux de trésorerie futurs. Les cotisations aux régimes de retraite sont susceptibles d'être modifiées par suite de l'évaluation actuarielle prévue en 2008.

Tunnel de Niagara

Le projet du tunnel de Niagara augmentera la quantité d'eau s'écoulant dans les turbines existantes des centrales Sir Adam Beck d'OPG à Niagara Falls, permettant aux centrales d'utiliser l'eau plus efficacement. Au 31 décembre 2007, le tunnelier avait parcouru 1 609 mètres. La progression du tunnelier par le concepteur-constructeur dans une formation rocheuse fracturée a été plus lente que prévu. Le calendrier des travaux créera beaucoup d'incertitudes tant que le tunnelier ne sera pas rendu suffisamment loin passé la gorge Saint-David, à environ 2 300 mètres, et que sa performance ne sera pas constante.

De par la structure du contrat, tout retard dans l'avancement des travaux incombe à l'entrepreneur, et celui-ci pourrait être tenu de verser des dommages-intérêts liquidés s'il ne respecte pas la date de mise en service prévue au contrat.

Selon l'information fournie par l'entrepreneur, la date de mise en service du tunnel sera repoussée. Pour réduire au minimum les retards sur le calendrier, l'entrepreneur examine différentes avenues, dont le réalignement du tunnel. La date de mise en service estimative dépendra de la solution choisie par l'entrepreneur. Le calendrier continuera d'engendrer de l'incertitude quelle que soit la solution envisagée par l'entrepreneur tant que le tunnelier n'aura pas dépassé la gorge Saint-David.

Il est possible qu'un retard dans l'avancement des travaux ait une incidence sur les coûts du projet. Estimés à 985 millions de dollars, les coûts du projet seront examinés en même temps que les modifications au calendrier de réalisation du projet et que les conditions réelles du sous-sol par rapport aux conditions qu'on avait anticipées dans le cadre du contrat de conception-construction.

Les dépenses en immobilisations du projet pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 se sont établies à 60 millions de dollars et les dépenses en immobilisations à ce jour s'élèvent à 303 millions de dollars. Le projet est financé par emprunt par l'intermédiaire de la SFIÉO.

Lac Seul

OPG est en voie de construire une nouvelle centrale hydroélectrique de 12,5 MW sur la rivière English. La nouvelle centrale du Lac Seul utilisera une grande partie du déversement provenant actuellement de la centrale existante Ear Falls, ce qui augmentera donc l'efficience, la capacité et la production d'énergie globale de cet emplacement. Un contrat de conception-construction a été octroyé et la construction a commencé au premier trimestre de 2006. Selon le calendrier initial de l'entrepreneur, le projet devait être terminé en vue d'une mise en service au quatrième trimestre de 2007. Cependant, l'entrepreneur a informé OPG que la mise en service de la centrale était maintenant fixée au troisième trimestre de 2008.

Les dépenses à ce jour s'élèvent à 41 millions de dollars. Le coût total du projet devrait s'établir à 47 millions de dollars. Le projet est financé par emprunt par l'intermédiaire de la SFIÉO.

Le 20 décembre 2007, le gouvernement de l'Ontario a émis une directive à l'OEO portant sur la négociation d'une HESA pour le projet du Lac Seul d'ici le 31 janvier 2008. L'entente relative au projet du Lac Seul a été exécutée en janvier 2008.

Portlands Energy Centre

OPG a conclu un partenariat avec TransCanada Energy Ltd., par l'entremise de Portlands Energy Centre L.P. (« PEC »), afin de poursuivre le développement d'une centrale alimentée au gaz de 550 MW, à cycle combiné, sur le site de l'ancienne centrale R.L. Hearn, près du centre-ville de Toronto. OPG détient une participation de 50 % dans la coentreprise.

Les travaux de construction de la centrale ont commencé en 2006, et la centrale devrait être en service en mode de cycle simple avec une capacité maximale de 340 MW à compter du 1er juin 2008. Le mode de cycle simple ne sera utilisé qu'au besoin durant l'été de 2008, après quoi la centrale sera mise hors service afin de terminer les travaux de construction liés au mode de cycle combiné.

La centrale devrait être achevée et entièrement opérationnelle au deuxième trimestre de 2009, avec une capacité de production pouvant atteindre 550 MW en mode de cycle combiné. Les coûts du projet devraient se situer dans les limites du budget approuvé de 730 millions de dollars, excluant les intérêts capitalisés. Une part importante de ce coût en capital se rapporte à un contrat de conception-achat-construction visant la construction de la centrale.

La quote-part d'OPG des dépenses en immobilisations du projet pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 s'est établie à 176 millions de dollars. La quote-part d'OPG des dépenses en immobilisations à ce jour est de 273 millions de dollars. La quote-part d'OPG du projet est financée par emprunt par l'intermédiaire de la SFIÉO.

Autres engagements

En plus des engagements susmentionnés, la Société a les engagements suivants :

La Société maintient des conventions collectives avec le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique et la Society of Energy Professionals. Les conventions sont en vigueur respectivement jusqu'au 31 mars 2009 et jusqu'au 31 décembre 2010. Au 31 décembre 2007, OPG comptait environ 11 700 employés réguliers, et environ 90 % de sa main-d'œuvre régulière est visée par des conventions collectives.

Les engagements contractuels et commerciaux décrits précédemment excluent certains bons de commande, puisqu'ils représentent des autorisations d'achat plutôt que des contrats juridiquement valables et qu'ils peuvent être modifiés sans pénalités importantes.

Impôts fonciers de remplacement

En novembre 2005, OPG a reçu une lettre du ministère des Finances indiquant son intention de recommander au ministre des Finances qu'un règlement ontarien à l'égard de l'impôt foncier de remplacement soit mis à jour rétroactivement au 1er avril 1999 pour refléter les réévaluations et les règlements d'appel se rapportant à certaines propriétés d'OPG depuis cette date. OPG continue de discuter de la résolution de cette question avec le ministère des Finances, puisque des mises à jour de la réglementation pourraient ne pas être faites avant plusieurs années. OPG n'a pas inscrit de montant relatif à la modification prévue au règlement.

16 Rabais associé à la limite de revenus

Quatre-vingt-cinq pour cent de la production des autres actifs de production non réglementée d'OPG, excluant la centrale Lennox, les centrales dont la production est assujettie à une HESA avec l'OEO, aux termes d'une directive ministérielle, et les ventes à terme au 1er janvier 2005, font l'objet d'une limite de revenus. La production d'une unité ayant fait l'objet d'une conversion de combustible et la production supplémentaire d'une centrale ayant fait l'objet d'une remise en état ou d'un agrandissement sont aussi exclues de la production couverte par la limite de revenus. En outre, jusqu'à l'arrivée à échéance des contrats TRO le 30 avril 2006, les volumes vendus en vertu de ces options étaient aussi exclus du rabais associé à la limite de revenus.

La limite de revenus, qui avait initialement été établie pour une période de 13 mois se terminant le 30 avril 2006, a par la suite été prolongée pour trois autres années. À compter du 1er mai 2006, la limite de revenus a été réduite à 4,6 ¢/kWh par rapport à la limite précédente de 4,7 ¢/kWh. Le 1er mai 2007, la limite de revenus est revenue à 4,7 ¢/kWh et augmentera à 4,8 ¢/kWh à compter du 1er mai 2008. En outre, depuis le 1er avril 2006, les volumes vendus aux termes d'une vente aux enchères pilote gérée par l'OEO sont assujettis à une limite de

revenus supérieure de 0,5 ¢/kWh à la limite de revenus applicable aux autres actifs de production d'OPG. Les revenus excédant ces limites de revenus sont remis à la SIERÉ au profit des consommateurs.

La variation du passif au titre du rabais associé à la limite de revenus se présente comme suit :

(en millions de dollars)	2007	2006
Passif au début de l'exercice	**40**	739
Augmentation de la provision au cours de l'exercice	**227**	161
Paiements effectués au cours de l'exercice	**(167)**	(860)
Passif à la fin de l'exercice	**100**	40

17 Autres gains et pertes

(en millions de dollars)	2007	2006
Dépréciation des centrales alimentées au charbon de Thunder Bay et d'Atikokan (note 5)	**–**	22
Variation du coût estimatif nécessaire au déclassement de la centrale nucléaire Lakeview	**(20)**	–
Dépréciation des placements dans le PCAA (note 6)	**10**	–
Autres (gains) et pertes	**(10)**	22

La démolition de l'ancienne centrale alimentée au charbon Lakeview a été essentiellement terminée au cours de 2007. Au cours du quatrième trimestre de 2007, la Société a réévalué les coûts d'achèvement des travaux restants pour remettre le site en état en 2008. En conséquence, OPG a comptabilisé un recouvrement de 20 millions de dollars dans les autres gains et pertes pour refléter une variation des coûts estimatifs.

OPG a procédé à une analyse pour déterminer la juste valeur marchande de son PCAA de tiers au 31 décembre 2007. À la suite de cette analyse, OPG a constaté une dépréciation de 10 millions de dollars. De plus amples renseignements sur les placements d'OPG dans le PCAA de tiers sont présentés à la note 6 afférente aux états financiers consolidés annuels.

18 Secteurs d'activité

À compter du 1er avril 2005, la production de la plupart des installations hydroélectriques de puissance de base d'OPG et de la totalité des installations nucléaires exploitées par OPG a été soumise à la réglementation des tarifs. Avec la mise en application de la réglementation des tarifs, OPG a révisé ses secteurs isolables pour refléter de façon distincte ses activités réglementées et non réglementées. À compter du premier trimestre de 2006, OPG a divisé le secteur d'exploitation des activités de production non réglementée en deux secteurs isolables, soit la production d'origine fossile non réglementée et la production hydroélectrique non réglementée, en raison de modifications apportées à la structure de gestion de ces secteurs.

Production nucléaire réglementée

Le secteur Production nucléaire réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario, et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales nucléaires qu'OPG détient et exploite. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales nucléaires Pickering A et B et Darlington.

Le secteur Production nucléaire réglementée d'OPG comprend les revenus aux termes d'une entente de location avec Bruce Power liée aux centrales nucléaires Bruce. Ces revenus comprennent un revenu locatif, des intérêts créditeurs et les revenus tirés de l'analyse et de la conception techniques, et des services connexes et techniques. Le secteur Production nucléaire réglementée comprend aussi les revenus tirés de la vente d'isotopes et de services connexes. Les revenus connexes sont gagnés au moyen des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive. Ces revenus sont inclus dans le secteur Production nucléaire réglementée, puisqu'ils ont été inclus dans l'établissement du prix réglementé de la production des installations nucléaires exploitées par OPG.

Centrales nucléaires Bruce

En mai 2001, OPG a loué ses centrales nucléaires Bruce A et Bruce B à Bruce Power jusqu'en 2018, avec une option de renouvellement maximale de 25 ans.

En vertu du contrat de location, OPG a accepté de céder certains stocks de matières et de combustible à Bruce Power en plus de certaines immobilisations. Les actifs et les passifs de régimes de retraite liés à environ 3 000 employés ont été cédés à Bruce Power. Bruce Power a pris en charge le passif au titre des autres avantages postérieurs à l'emploi de ces employés. OPG verse à Bruce Power, à l'égard des autres avantages postérieurs à l'emploi, environ 2,3 millions de dollars par mois sur une période de 72 mois qui prendra fin en 2008.

Dans le cadre de la conclusion de l'opération, OPG a comptabilisé des revenus constatés d'avance de façon à refléter les paiements initiaux de 595 millions de dollars, déduction faite des actifs nets cédés à Bruce Power. Les revenus constatés d'avance sont amortis sur la durée initiale du contrat d'environ 18 ans et constatés à titre de revenus.

En décembre 2002, British Energy plc. a conclu une entente visant à céder l'intégralité de sa participation de 82,4 % dans Bruce Power. L'opération a été réalisée en février 2003, et un consortium de sociétés canadiennes a pris en charge la location des centrales nucléaires Bruce A et Bruce B détenues auparavant par British Energy plc. Les installations Bruce continueront d'être exploitées par Bruce Power. À la clôture de l'opération, l'effet à recevoir de 225 millions de dollars a été payé à OPG, et les paiements de location ont commencé à être effectués tous les mois. Le produit et l'intérêt découlant de l'effet doivent être appliqués au plus tard en mars 2008 aux besoins de financement d'OPG relativement aux passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. En décembre 2007, OPG a effectué un paiement extraordinaire de 334 millions de dollars dans le Fonds pour combustible irradié.

Dans le cadre de l'entente conclue en octobre 2005 entre la Province et Bruce Power, OPG a reçu une déclaration de l'actionnaire de la part de la Province ordonnant au conseil d'administration d'OPG d'accepter certains avenants à l'entente de location. Ces avenants comprenaient une modification aux dispositions relatives à la cession de la participation de Bruce Power dans le site ainsi qu'une réduction du loyer annuel à l'égard de trois des quatre unités de Bruce A remises à neuf à 5,5 millions de dollars par unité (en dollars de 2002, indexés selon l'indice des prix à la consommation), qui auront une incidence sur les trois unités de Bruce A qui seront remises à neuf après l'achèvement des remises à neuf futures prévues. Ces avenants à l'entente de location auront une incidence sur OPG lorsque les unités 1 et 2 de la centrale nucléaire Bruce A seront remises en service, et lorsque l'unité 3 sera remise à neuf à la fin de sa durée de vie utile actuelle. D'autres modifications aux arrangements actuels ont été apportées pour tenir compte de la décision de Cameco Corporation de ne pas participer à la remise à neuf de la centrale nucléaire Bruce A.

Pour les exercices 2004 à 2008, sous réserve de certaines exceptions, les versements minimaux prévus dans le cadre du contrat de location s'élèvent à 190 millions de dollars par année. Les revenus de location de 253 millions de dollars (251 millions de dollars en 2006) ont été constatés à titre de revenus. Les autres modalités du contrat de location demeureront essentiellement les mêmes jusqu'à ce que les remises à neuf futures prévues soient achevées.

La valeur comptable nette des immobilisations louées à Bruce Power s'établissait à 1 201 millions de dollars au 31 décembre 2007 (1 273 millions de dollars en 2006). La valeur comptable nette au 31 décembre 2006 comprend l'incidence de l'augmentation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires relatifs aux unités Bruce en raison du plan de référence approuvé de 2006 décrit à la note 10 afférente aux états financiers consolidés vérifiés.

Production hydroélectrique réglementée

Le secteur Production hydroélectrique réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant de la plupart des centrales hydroélectriques de base d'OPG. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, et les installations hydroélectriques R.H. Saunders. Le secteur Production hydroélectrique réglementée comprend aussi les revenus connexes gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services connexes, y compris les services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, les installations certifiées de redémarrage à froid et les services de réglage de production automatique.

Production hydroélectrique non réglementée

Le secteur Production hydroélectrique non réglementée exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales hydroélectriques qui n'est pas soumise à la réglementation des tarifs. Le secteur Production hydroélectrique non réglementée comprend aussi les revenus connexes gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services connexes, y compris les services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, les installations certifiées de redémarrage à froid, les services de réglage de production automatique et les revenus d'autres services.

Production d'origine fossile non réglementée

Le secteur Production d'origine fossile non réglementée exerce ses activités en Ontario, lesquelles consistent en la production et la vente de l'électricité produite par les centrales à combustible fossile, qui n'est pas soumise à la réglementation des tarifs. Le secteur Production d'origine fossile non réglementée comprend aussi les revenus connexes gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services connexes, y compris les services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, les services de réglage de production automatique et les revenus d'autres services.

Divers

OPG tire des revenus de sa participation dans la coentreprise de Brighton Beach relativement à une convention de conversion énergétique entre Brighton Beach et Coral. En outre, le secteur Divers comprend les revenus tirés des locations immobilières.

Les revenus et les charges liés aux activités de négociation et activités autres que de couverture d'OPG sont aussi inclus dans le secteur Divers. Dans le cadre de ces activités, OPG effectue des opérations essentiellement à court terme, de un an ou moins, avec des contreparties de l'Ontario et des marchés de l'énergie avoisinants. Ces activités se rapportent essentiellement à l'énergie physique, qui est achetée et vendue aux limites de la province d'Ontario, et à la vente de produits de gestion des risques financiers et de produits liés à l'énergie. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont comptabilisés à titre d'actifs ou de passifs à leur juste valeur, les variations de la juste valeur étant comptabilisées dans les autres revenus à titre de gains ou de pertes.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des secteurs d'activité de la production comprennent des honoraires de services intersectoriels qui se rapportent à l'utilisation de certaines immobilisations corporelles du secteur Divers. Le total des honoraires de services est porté en réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur Divers. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, les honoraires de services se sont établis à 33 millions de dollars pour le secteur Production nucléaire réglementée, à 2 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique réglementée, à 4 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique non réglementée et à 11 millions de dollars pour le secteur Production d'origine fossile non réglementée, avec une réduction correspondante des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 50 millions de dollars pour le secteur Divers. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, les honoraires de services se sont établis à 30 millions de dollars pour le secteur Production nucléaire réglementée, à 3 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique réglementée, à 4 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique non réglementée et à 11 millions de dollars pour le secteur Production d'origine fossile non réglementée, avec une réduction correspondante des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 48 millions de dollars pour le secteur Divers.

Bénéfice (perte) sectoriel(le) pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 (en millions de dollars)	**Activités réglementées**		**Activités non réglementées**			
	Nucléaires	**Hydro-électriques**	**Hydro-électriques**	**D'origine fossile**	**Divers**	**Total**
Revenus	**2 581**	**695**	**763**	**1 713**	**135**	**5 887**
Rabais associé à la limite de revenus	**–**	**–**	**(64)**	**(163)**	**–**	**(227)**
	2 581	**695**	**699**	**1 550**	**135**	**5 660**
Charges liées au combustible	**133**	**244**	**81**	**812**	**–**	**1 270**
Marge brute	**2 448**	**451**	**618**	**738**	**135**	**4 390**
Exploitation, maintenance et administration	**2 061**	**123**	**207**	**573**	**10**	**2 974**
Amortissement	**426**	**68**	**68**	**82**	**51**	**695**
Augmentation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**499**	**–**	**–**	**8**	**–**	**507**
Bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**(481)**	**–**	**–**	**–**	**–**	**(481)**
Impôt foncier et impôt sur le capital	**31**	**11**	**10**	**21**	**12**	**85**
(Perte) bénéfice avant autres gains et pertes	**(88)**	**249**	**333**	**54**	**62**	**610**
Autres (gains) et pertes (note 17)	**(4)**	**–**	**4**	**(20)**	**10**	**(10)**
(Perte) bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**(84)**	**249**	**329**	**74**	**52**	**620**

Bénéfice (perte) sectoriel(le) pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 (en millions de dollars)	Activités réglementées		Activités non réglementées			
	Nucléaires	Hydro-électriques	Hydro-électriques	D'origine fossile	Divers	Total
Revenus	2 665	685	780	1 430	165	5 725
Rabais associé à la limite de revenus	–	–	(44)	(117)	–	(161)
	2 665	685	736	1 313	165	5 564
Charges liées au combustible	122	245	88	643	–	1 098
Marge brute	2 543	440	648	670	165	4 466
Exploitation, maintenance et administration	1 942	92	189	524	5	2 752
Amortissement	368	66	69	133	53	689
Augmentation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	490	–	–	9	–	499
Bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(371)	–	–	–	–	(371)
Impôt foncier et impôt sur le capital	44	18	15	19	10	106
Bénéfice (perte) avant autres gains et pertes	70	264	375	(15)	97	791
Autres (gains) et pertes (note 17)	–	–	–	22	–	22
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	70	264	375	(37)	97	769

(en millions de dollars)	Activités réglementées		Activités non réglementées			
	Nucléaires	Hydro-électriques	Hydro-électriques	D'origine fossile	Divers	Total
Principales données du bilan						
Au 31 décembre 2007						
Immobilisations en service, montant net	**4 030**	**3 871**	**2 996**	**422**	**508**	**11 827**
Construction en cours	**210**	**299**	**88**	**322**	**31**	**950**
Immobilisations corporelles, montant net	**4 240**	**4 170**	**3 084**	**744**	**539**	**12 777**
Matières et fournitures, montant net :						
Court terme	**73**	**1**	**–**	**51**	**–**	**125**
Long terme	**346**	**–**	**3**	**4**	**–**	**353**
Stocks de combustible	**231**	**–**	**–**	**373**	**–**	**604**
Au 31 décembre 2006						
Immobilisations en service, montant net	4 213	3 907	3 012	408	544	12 084
Construction en cours	165	252	78	145	37	677
Immobilisations corporelles, montant net	4 378	4 159	3 090	553	581	12 761
Matières et fournitures, montant net :						
Court terme	63	1	–	48	–	112
Long terme	320	–	3	3	–	326
Stocks de combustible	183	–	–	486	–	669
Principales données à l'état des flux de trésorerie						
Exercice terminé le 31 décembre 2007						
Dépenses en immobilisations	**207**	**80**	**66**	**270**	**43**	**666**
Exercice terminé le 31 décembre 2006						
Dépenses en immobilisations	173	171	81	71	141	637

19 Opérations entre parties liées

Étant donné que la Province détient l'ensemble des actions d'OPG, les parties liées comprennent la Province, les autres sociétés ayant succédé à Ontario Hydro, dont Hydro One Inc. (« Hydro One »), la SIERÉ et la SFIÉO. OPG conclut aussi des opérations entre parties liées avec ses coentreprises. Les opérations entre OPG et les parties liées sont mesurées à la valeur d'échange, soit la valeur de la contrepartie qui a été établie et acceptée par les parties liées.

Les opérations se résument comme suit :

(en millions de dollars)	**Revenus**	**Charges**	Revenus	Charges
	2007		2006	
Hydro One				
Ventes d'électricité	**28**	**–**	34	–
Services	**–**	**12**	–	13
Province d'Ontario				
Frais sur les revenus bruts et les droits d'utilisation de l'eau et impôt foncier	**–**	**129**	–	132
Garanties	**–**	**8**	–	8
Garantie du taux de rendement du Fonds pour combustible irradié	**–**	**(130)**	–	96
Excédent de capitalisation du Fonds de déclassement	**–**	**(291)**	–	(7)
SFIÉO				
Frais sur les revenus bruts et impôt foncier	**–**	**199**	–	205
Intérêts créditeurs sur les montants à recevoir	**–**	**(6)**	–	(29)
Intérêts débiteurs sur les effets à long terme	**–**	**187**	–	203
Impôts sur le capital	**–**	**32**	–	51
Impôts sur les bénéfices	**–**	**(51)**	–	86
Frais d'indemnisation	**–**	**–**	–	2
SIERÉ				
Ventes d'électricité	**5 094**	**104**	5 029	146
Rabais associé à la limite de revenus	**(227)**	**–**	(161)	–
Services connexes	**145**	**–**	132	–
Divers	**–**	**1**	1	1
	5 040	**194**	5 035	907

En 2006, le conseil d'administration d'OPG a approuvé le paiement d'un dividende à son actionnaire, la Province. Le dividende déclaré de 128 millions de dollars représente 35 % du bénéfice net d'OPG pour 2005 et a été versé en novembre 2006.

Au 31 décembre 2007, les débiteurs comportaient 2 millions de dollars (8 millions de dollars en 2006) à recevoir de Hydro One et 211 millions de dollars (71 millions de dollars en 2006) à recevoir de la SIERÉ. Les créditeurs et les charges à payer au 31 décembre 2007 incluaient un montant de 2 millions de dollars (2 millions de dollars en 2006) à payer à Hydro One.

20 Coentreprises

Les coentreprises importantes comprennent Brighton Beach et PEC, qui sont détenues à 50 % par OPG.

L'information condensée qui suit tirée des états des résultats consolidés, des états des flux de trésorerie consolidés et des bilans consolidés présente la quote-part de la Société dans les coentreprises et les partenariats qui a été consolidée de façon proportionnelle :

(en millions de dollars)	**2007**	2006
Quote-part de l'exploitation des coentreprises		
Revenus d'exploitation	**43**	39
Charges d'exploitation	**(24)**	(19)
Bénéfice net	**19**	20
Quote-part des flux de trésorerie des coentreprises		
Activités d'exploitation	**1**	17
Activités d'investissement	**(165)**	(109)
Activités de financement	**164**	(6)
Quote-part des variations des liquidités	**–**	(98)
Quote-part des bilans des coentreprises		
Actif à court terme	**38**	25
Actif à long terme	**533**	379
Passif à court terme	**(24)**	(25)
Passif à long terme	**(185)**	(191)
Quote-part de l'actif net	**362**	188

21 Société de placement

La Société a appliqué la NOC-18 pour tous les placements détenus par OPGV. OPGV est une filiale en propriété exclusive de la Société, et ses résultats sont présentés dans les états financiers consolidés de la Société. La valeur comptable des placements d'OPGV s'établissait à 45 millions de dollars (32 millions de dollars en 2006), et le montant a été inclus à titre de débiteurs à long terme et autres actifs aux bilans consolidés.

En raison de l'application de cette convention, le bénéfice net et les autres actifs de la Société pour 2007 ont augmenté de 13 millions de dollars (2 millions de dollars en 2006). Les gains et les pertes nets réalisés d'OPGV ont été de néant en 2007 (1 million de dollars en 2006).

Les gains et les pertes bruts latents sur le placement détenu par OPGV au 31 décembre 2007 s'établissaient respectivement à 19 millions de dollars et 15 millions de dollars. Les gains et les pertes bruts latents sur le placement détenu par OPGV au 31 décembre 2006 s'établissaient respectivement à 5 millions de dollars et 14 millions de dollars.

22 Recherche et développement

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, des frais de recherche et de développement de 88 millions de dollars (66 millions de dollars en 2006) ont été imputés aux résultats.

23 Variation des soldes du fonds de roulement hors caisse

(en millions de dollars)	2007	2006
Débiteurs	(97)	303
Charges payées d'avance	(9)	–
Stocks de combustible	65	(88)
Matières et fournitures	(13)	–
Rabais associé à la limite de revenus, à payer	227	161
Créditeurs et charges à payer	(42)	54
Impôts sur les bénéfices et impôt sur le capital à payer	(62)	47
	69	477

Membres de la haute direction

Jake Epp
Président du conseil

Jim Hankinson
Président et
chef de la direction

Bruce Boland
Vice-président principal,
Affaires générales

David Brennan
Vice-président principal,
Affaires juridiques et
chef du contentieux

Jim Burpee
Vice-président directeur,
Développement
de l'entreprise

Pierre Charlebois
Vice-président directeur et
chef de l'exploitation

Janice Dunlop
Vice-présidente principale,
Ressources humaines et
chef de l'éthique

Donn Hanbidge
Vice-président principal et
chef des finances

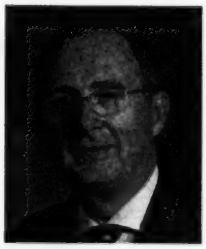
Catriona King
Vice-présidente et
secrétaire générale

Tom Mitchell
Chef du nucléaire

John Murphy
Vice-président directeur,
Hydroélectricité

Ken Nash
Vice-président principal,
Gestion des déchets
nucléaires

Colleen Sidford
Vice-présidente et
trésorière



Jim Twomey
Vice-président directeur,
Combustible fossile

Installations d'Ontario Power Generation

Au 31 décembre 2007, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité totale en service de 22 158 mégawatts (MW).

3
centrales nucléaires

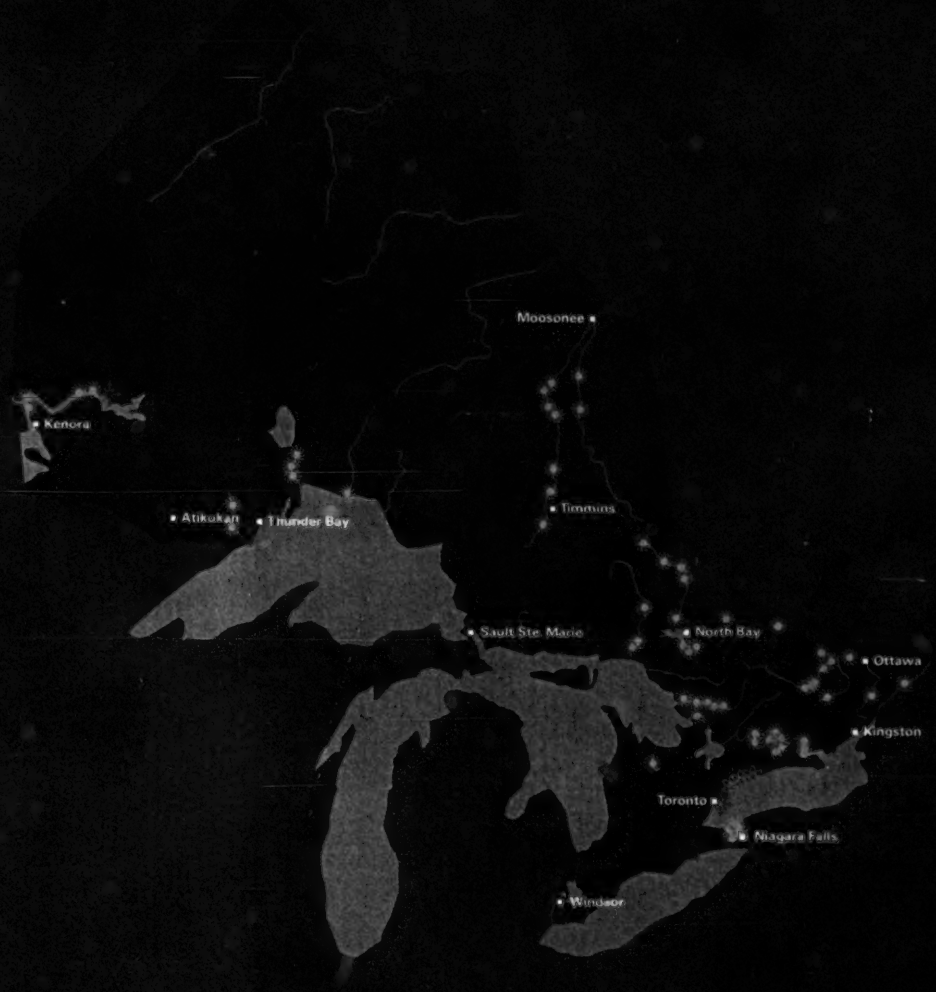
5
centrales à combustible fossile

1
centrale alimentée au gaz en copropriété*

64
centrales hydroélectriques

3
centrales éoliennes**

3
nouveaux projets de production***



* La centrale alimentée au gaz Brighton Beach de 580 MW à Windsor est détenue en copropriété par OPG et ATCO Power Canada Ltd. et ATCO Resources Ltd. La capacité de la centrale n'est pas incluse dans la capacité totale en service d'OPG présentée plus haut.

** Comprend une participation de 50 % dans la coentreprise Huron Wind (vendue en février 2009).

*** Comprennent deux projets hydroélectriques et un projet de production alimentée au gaz.

Membres de la haute direction

Jake Epp
Président du conseil

Jim Hankinson
Président et
chef de la direction

Bruce Boland
Vice-président principal,
Affaires générales

David Brennan
Vice-président principal,
Affaires juridiques et
chef du contentieux

Jim Burpee
Vice-président directeur,
Développement
de l'entreprise

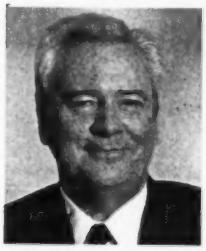
Pierre Charlebois
Vice-président directeur et
chef de l'exploitation

Janice Dunlop
Vice-présidente principale,
Ressources humaines et
chef de l'éthique

Donn Hanbidge
Vice-président principal et
chef des finances

Catriona King
Vice-présidente et
secrétaire générale

Tom Mitchell
Chef du nucléaire



John Murphy
Vice-président directeur,
Hydroélectricité

Ken Nash
Vice-président principal,
Gestion des déchets
nucléaires

Colleen Sidford
Vice-présidente et
trésorière

Jim Twomey
Vice-président directeur,
Combustible fossile

Installations d'Ontario Power Generation

Au 31 décembre 2007, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité totale en service de 22 158 mégawatts (MW).

3
centrales nucléaires

5
centrales à combustible fossile

1
centrale alimentée au gaz en copropriété*

64
centrales hydroélectriques

3
centrales éoliennes**

3
nouveaux projets de production***

* La centrale alimentée au gaz Brighton Beach de 580 MW à Windsor est détenue en copropriété par OPG et ATCO Power Canada Ltd. et ATCO Resources Ltd. La capacité de la centrale n'est pas incluse dans la capacité totale en service d'OPG, présentée plus haut.
** Comprend une participation de 50 % dans la coentreprise Huron Wind (vendue en février 2008).
*** Comprennent deux projets hydroélectriques et un projet de production alimentée au gaz.

En couverture

PHOTO DU HAUT – Sam Papadopoulos, centrale Nanticoke

PHOTOS DU BAS – LeRoy Bell (retraité), groupe de centrales Niagara; Travaux de construction au projet de développement hydroélectrique du Lac Seul; Donna Mason, centrale nucléaire Darlington; Tony Dametto; Andrew Quan; Sheldon Robertson; David Ferguson, centrale nucléaire Pickering A.

Ce rapport annuel est également publié en anglais sur notre site Web – this annual report is also available in English on our website – **www.opg.com.**

Veuillez recycler.

Le siège social d'Ontario Power Generation Inc. est situé au 700 University Avenue, Toronto, Ontario M5G 1X6;
Téléphone : 416-592-2555 ou 1-877-592-2555

ONTARIOPOWER GENERATION